

**DCO 27/08**

**ORIENTAMENTI IN MATERIA DI MISURE VOLTE AD  
AGEVOLARE LA NEGOZIAZIONE DI CONTRATTI DI  
COPERTURA DI LUNGO PERIODO NEL MERCATO ELETTRICO**

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

*6 agosto 2008*

## **Premessa**

*Con la delibera ARG/elt 87/08, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti volti a consentire il contenimento dei costi di transazione relativi alla negoziazione di contratti di copertura di lungo periodo nel mercato elettrico.*

*La disponibilità, a basso costo, di contratti di copertura di lungo periodo consente di gestire efficientemente il rischio di mercato e di creare un contesto favorevole per gli investimenti in impianti di generazione di energia elettrica caratterizzati da un'elevata incidenza dei costi fissi e le cui mancate realizzazioni e messa in servizio potrebbero arrecare, nel lungo termine, pregiudizio all'adeguatezza del sistema elettrico ed ostacolare la diversificazione delle fonti primarie di energia.*

*Il presente documento di consultazione, predisposto dalla Direzione Mercati dell'Autorità nell'ambito del procedimento avviato con la delibera ARG/elt 87/08, vuole inquadrare un primo possibile ambito di intervento volto al contenimento dei costi di transazione relativi alla negoziazione di strumenti di copertura di lungo periodo con particolare riferimento ai costi delle garanzie.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità, per iscritto, le loro osservazioni e le loro proposte entro il **10 ottobre 2008**.*

### **Indirizzo a cui far pervenire osservazioni e suggerimenti:**

**Autorità per l'energia elettrica e il gas**  
**Direzione Mercati**  
**Unità Mercati all'ingrosso e concorrenza**

**Piazza Cavour 5 – 20121 Milano**  
**tel. 02.655.65.336/284/290**  
**fax 02.655.65.265**  
**e-mail: [mercati@autorita.energia.it](mailto:mercati@autorita.energia.it)**  
**sito internet: [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)**

## **1 Introduzione**

- 1.1 Con la deliberazione 27 giugno 2008, n. 87/08, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) ha avviato un procedimento finalizzato alla formazione di provvedimenti volti a consentire il contenimento dei costi di transazione relativi alla negoziazione di contratti di lungo periodo di copertura dal rischio nel mercato elettrico.
- 1.2 Nell'ambito di tale procedimento, con il presente documento l'Autorità intende esprimere i propri orientamenti in merito alle misure regolatorie che possono essere adottate per rimuovere gli ostacoli alla stipula di contratti derivati sull'energia per la gestione dei rischi di mercato su orizzonti temporali ultradecennali.
- 1.3 Tali misure si inseriscono nel contesto degli interventi volti ad agevolare quegli investimenti in capacità di generazione in grado di determinare contemporaneamente benefici in termini di salvaguardia ambientale, adeguatezza del sistema elettrico, sviluppo e miglioramento della competitività del sistema economico nazionale.

## **2 Investimenti in capacità produttiva**

- 2.1 A seguito dell'entrata in vigore del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, l'attività di produzione di energia elettrica è svolta in regime di libera concorrenza, nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico previsti dall'ordinamento.
- 2.2 Ciò implica che le scelte di investimento in capacità di generazione siano una prerogativa delle singole imprese di produzione. In linea di principio e nel rispetto della normativa, dunque, tali imprese decidono se, dove e quando investire e la tecnologia e la taglia dell'impianto da realizzare.
- 2.3 In questo contesto, il ruolo delle Istituzioni consiste nel definire un quadro di regole volto a promuovere la concorrenza, in modo tale che il libero gioco delle forze di mercato possa determinare risultati efficienti sotto i profili allocativo e produttivo.
- 2.4 Tuttavia, soprattutto nel lungo periodo, il mercato non sembra in grado di garantire esiti efficienti rispetto al perseguimento congiunto degli obiettivi che il legislatore ha posto in termini di adeguatezza, salvaguardia ambientale e contributo del sistema elettrico allo sviluppo e alla competitività del sistema economico nazionale (cfr., tra gli altri, il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, e la legge 23 agosto 2004, n. 239).
- 2.5 La ragione principale dell'inefficienza del mercato rispetto ai citati obiettivi risiede principalmente nell'esistenza dei cosiddetti "fallimenti del mercato".
- 2.6 La presenza di asimmetrie informative e di esternalità riduce, in primo luogo, l'efficacia del mercato nel promuovere scelte di investimento in capacità di generazione elettrica che risultino efficienti rispetto all'obiettivo di adeguatezza della capacità di produzione del sistema elettrico<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Con il termine *adeguatezza* si intende la capacità strutturale del sistema di soddisfare il fabbisogno di energia elettrica nel pieno rispetto di livelli di sicurezza e qualità predeterminati

- 2.7 Al fine di superare i fallimenti di mercato rispetto all'obiettivo di adeguatezza, vengono tipicamente adottati meccanismi di *capacity payment* che, laddove presenti, tendono a risolvere prevalentemente le criticità connesse con i soli problemi di asimmetria informativa e sono finalizzati all'ottenimento di adeguati livelli di capacità di generazione, senza preoccuparsi dell'effettiva disponibilità nel lungo periodo delle corrispondenti fonti primarie di energia.
- 2.8 Non vengono pertanto convenientemente valorizzate né la maggiore adeguatezza del sistema prodotta da scelte di investimento in capacità produttiva contraddistinta da elevata affidabilità in fase di approvvigionamento della fonte primaria di energia; né le esternalità che tali scelte generano in termini di maggiore affidabilità della restante capacità produttiva, grazie all'effetto indiretto prodotto da una maggiore diversificazione delle fonti primarie e dalla riduzione della dipendenza da aree geopolitiche instabili ai fini dell'approvvigionamento delle stesse.
- 2.9 La presenza di esternalità si manifesta anche con riferimento all'obiettivo di tutela ambientale. Il mercato non è in grado di internalizzare nella funzione di produzione del singolo operatore che effettua un investimento in capacità di generazione di energia elettrica il valore degli effetti esterni di tale investimento in termini di impatto sull'ambiente.
- 2.10 Il cd. *Emissions Trading Scheme*, offrendo un segnale di prezzo sul valore del danno ambientale causato dalle emissioni di gas serra, crea le condizioni per includere nel calcolo di convenienza di un investimento in capacità produttiva il valore degli effetti esterni ambientali che il medesimo investimento determina. Tuttavia l'*Emissions Trading Scheme*, da un lato, tende a sottostimare il valore del danno ambientale causato dalle emissioni di gas clima-alteranti, dall'altro non considera altri effetti esterni che un determinato impianto può generare sull'ambiente.
- 2.11 Peraltro, se si optasse per soluzioni volte a internalizzare nelle scelte degli operatori il complesso degli effetti esterni determinati dagli impianti che costituiscono l'attuale parco di generazione, si otterrebbe il risultato di peggiorare nel breve termine la competitività del settore elettrico e, indirettamente, del sistema economico nazionale, soprattutto rispetto agli ordinamenti extraeuropei che non impongono analoghi oneri in capo ai produttori di energia elettrica nei rispettivi Paesi. Ciò risulterebbe ancor più palese se, ad esempio, i titoli negoziati nell'ambito dell'*Emissions Trading Scheme* rappresentassero in modo esaustivo le esternalità negative connesse alle emissioni di gas serra.
- 2.12 Alcune tecnologie di produzione di energia elettrica attualmente disponibili permettono contemporaneamente di limitare le esternalità negative e di accentuare quelle positive rispetto agli obiettivi di adeguatezza, salvaguardia ambientale, sviluppo e miglioramento della competitività; queste tecnologie sono contraddistinte da:
- elevati costi fissi, sia in termini assoluti che in relazione ai costi variabili;
  - significativi periodi di ammortamento e di recupero degli investimenti.
- 2.13 Nel paragrafo seguente si esaminano le principali criticità dello sviluppo di capacità di generazione caratterizzata da elevati costi fissi e rilevanti periodi di ammortamento e di recupero degli investimenti (es. alcune tecnologie avanzate per

la produzione elettrica a carbone, alcune fonti rinnovabili, nucleare), concentrando l'attenzione sui costi connessi alla gestione dei rischi di mercato.

### **3 Gestione dei rischi relativi agli investimenti in capacità di produzione di energia elettrica e modalità diffuse per la loro copertura**

- 3.1 Come già anticipato, nell'attuale contesto liberalizzato, le scelte di investimento in capacità di generazione sono liberamente assunte dalle singole imprese di produzione in funzione del rendimento atteso dall'investimento.
- 3.2 *Ceteris paribus*, quanto maggiore è il rischio associato all'investimento che non può essere coperto ovvero adeguatamente gestito, tanto maggiore è il tasso di remunerazione che l'iniziativa deve mediamente produrre affinché l'investimento sia realizzato e tanto maggiore è la difficoltà di reperire capitale di debito a costi contenuti.
- 3.3 Prescindendo dalla specifica tecnologia adottata per la produzione di energia elettrica, gli investimenti in capacità di generazione sono soggetti ad almeno due classi di rischi:
- rischi di mercato, che attengono alla volatilità dei prezzi di risorse oggetto di negoziazione in appositi mercati;
  - rischi industriali, che riguardano la costruzione e la gestione tecnica dell'impianto di produzione (es. ritardi autorizzativi, slittamento dei programmi di costruzione, manutenzioni non programmate).
- 3.4 Tra i rischi di mercato possono essere annoverati il rischio prezzo dell'energia elettrica, il rischio prezzo del combustibile e il rischio tasso di interesse sul capitale di debito. I primi due sono rischi prettamente operativi, mentre l'ultimo, che dipende dalla variazione nelle condizioni praticate dai fornitori di capitale di credito, concerne la gestione finanziaria.
- 3.5 Uno dei principali elementi di rischio cui sono soggetti i produttori di energia elettrica è costituito proprio dal rischio sul valore futuro del prezzo dell'energia elettrica prodotta, valore da considerare in combinazione con il costo variabile di produzione, che è prevalentemente funzione del prezzo del combustibile.
- 3.6 Il presente documento si concentra sui rischi operativi di mercato, con l'obiettivo di valutare se e secondo quali modalità possa essere opportuno intervenire per ridurre i costi connessi alla gestione di tali rischi. Infatti, una delle principali criticità che ostacola gli investimenti in capacità di generazione caratterizzata da elevati costi fissi e rilevanti periodi di ammortamento e di recupero del capitale è identificabile nella difficoltà di individuare sul mercato strumenti per la gestione dei rischi operativi di mercato a costi contenuti.
- 3.7 È necessario considerare, inoltre, che l'entità dei rischi tende a essere correlata positivamente con l'ampiezza del periodo di recupero dell'investimento e con il rapporto costi fissi/costi variabili che caratterizza l'investimento medesimo.
- 3.8 A titolo esemplificativo, si tenga conto del fatto che impianti di generazione caratterizzati da un elevato valore del rapporto costi fissi/costi variabili presentano un valore del primo margine che, oltre a dover essere particolarmente elevato per

consentire il recupero dell'investimento, si distingue per l'elevata volatilità. Infatti, le tecnologie di base sono tipicamente contraddistinte da una contenuta correlazione tra il valore dell'energia elettrica prodotta e il costo variabile del processo produttivo; ciò anche in ragione del fatto che impianti di produzione con bassi costi variabili sono caratterizzati da un'elevata utilizzazione in ore in cui il prezzo di mercato è determinato da impianti con costi variabili più elevati e, perciò, diversi.

- 3.9 Pertanto, nel caso di investimenti in capacità di generazione caratterizzati da un rapporto costi fissi/costi variabili particolarmente elevato e da tempi untradecennali di ammortamento e di recupero del capitale, la copertura e la gestione del rischio a costi contenuti diviene essenziale rispetto alla scelta di realizzare il programma di investimento.
- 3.10 Al fine di gestire i rischi operativi di mercato, i produttori di energia elettrica adottano apposite strategie di copertura. Queste strategie risultano convenienti sino al punto in cui il costo marginale delle stesse eguaglia il beneficio marginale della riduzione del rischio in capo al produttore. Il beneficio marginale si può sostanziare, ad esempio, in una riduzione del costo opportunità rispetto al quale confrontare il tasso interno di rendimento del progetto di investimento.
- 3.11 Il principale strumento di gestione dei rischi di mercato è rappresentato dalla stipula di contratti derivati sull'energia.
- 3.12 Se i derivati sull'energia sono finalizzati alla copertura di posizioni fisiche, possono ritenersi derivati *fisici* indipendentemente dal fatto che il bene venga consegnato dal venditore direttamente all'acquirente o ceduto su un mercato nel quale la controparte acquista il bene e sul quale si forma il prezzo rilevante ai fini della regolazione del contratto<sup>2</sup>.
- 3.13 Tipicamente, il valore dei contratti derivati discende dal valore di un'attività o dal verificarsi di un evento. L'attività o l'evento costituiscono il cd. sottostante. Di seguito sono illustrate le caratteristiche di alcuni schemi base di contratti derivati.
- 3.14 Un primo schema di derivati, molto diffuso, è il contratto a termine. Il contratto a termine è un accordo tra due parti in base al quale al tempo  $t$  l'acquirente si impegna ad acquistare, a una certa data futura  $t+n$  e ad un prezzo predefinito (prezzo di consegna), una determinata quantità di una certa attività sottostante, che il venditore consegna secondo modalità concordate a partire da  $t+n$  lungo l'arco di tempo di somministrazione.
- 3.15 Un secondo schema di derivati è l'opzione; l'opzione è un contratto che, al tempo  $t$ , attribuisce il diritto di acquistare o vendere al tempo  $t+n$  (o entro il tempo  $t+n$ ) una certa quantità di una data attività sottostante a un prezzo predefinito.
- 3.16 Un ulteriore diffuso schema di derivati è costituito dallo *swap*, che consiste nell'accordo finalizzato allo scambio di flussi di cassa a scadenze predefinite sulla base del valore di un'attività sottostante.
- 3.17 Gli schemi dei derivati sopra descritti possono assumere diverse configurazioni e possono essere combinati tra loro in funzione delle esigenze delle parti. Nei casi più

---

<sup>2</sup> Ciò anche perché, nel caso dell'energia elettrica, non è generalmente possibile la consegna diretta dal venditore all'acquirente senza l'interposizione del dispacciatore.

complessi, gli schemi base rappresentano componenti semplici all'interno di contratti strutturati *ad hoc*.

- 3.18 L'opportunità di sottoscrivere contratti derivati al fine di gestire i rischi di mercato si presenta, in particolare, quando esiste una controparte che, avendo un costo di gestione degli stessi inferiore rispetto al detentore originario, sia disposta ad accettarne il trasferimento e nel momento in cui i costi di transazione connessi a tale operazione sono contenuti.
- 3.19 Le maggiori opportunità di sottoscrizione di contratti derivati si configurano allorché le due controparti affrontano rischi complementari, che, almeno parzialmente, possono essere annullati con la sottoscrizione del contratto derivato. Nel caso di un produttore di energia elettrica, ciò si verifica con riferimento ai contratti derivati sottoscritti direttamente con i clienti finali o con i loro fornitori/grossisti.
- 3.20 Un produttore di energia elettrica e un grossista (o un cliente finale) possono decidere di stipulare un contratto a termine per limitare l'esposizione al rischio di prezzo dell'energia elettrica. In particolare il produttore si copre dal rischio di contrazione del prezzo e il grossista dal rischio di rialzo. Il prezzo di acquisto stabilito nel contratto a termine può essere fisso o indicizzato. L'indicizzazione lega il prezzo di acquisto a termine con le quotazioni del combustibile utilizzato dal produttore o di un paniere di combustibili.
- 3.21 Se il prezzo definito nel contratto è fisso, il produttore non gode di alcuna copertura rispetto alle variazioni delle quotazioni del combustibile. In questo caso, al fine di ottenere una copertura dal rischio combustibile, il produttore può decidere di stipulare con i fornitori di combustibile contratti a termine o acquistare opzioni.
- 3.22 In alternativa al contratto a termine o in combinazione con lo stesso, il produttore può, ad esempio, decidere di vendere un'opzione di acquisto di energia elettrica, inserendo nella copertura dal rischio di contrazione dei prezzi alcuni elementi di flessibilità. Tali elementi possono riguardare anche i tempi e le quantità oggetto della vendita (opzioni *swing*). In questo caso, il premio dell'opzione è tipicamente definito in funzione dei costi fissi dell'impianto, mentre il suo prezzo di esercizio riflette i costi variabili di produzione.
- 3.23 Anche i contratti di *tolling* rappresentano una forma di opzione. Rispetto alle opzioni *swing*, tuttavia, il prezzo di esercizio non comprende i costi del combustibile, in quanto il combustibile è reso disponibile all'impianto dall'acquirente del contratto e non dal produttore.

*SI: Si ritiene che sussistano rilevanti difficoltà ad acquistare sul mercato, a costi contenuti, strumenti per la gestione dei rischi industriali connessi a investimenti in impianti di generazione di energia elettrica contraddistinti da elevati costi fissi e significati periodi di ammortamento e di recupero degli investimenti (es alcune tecnologie avanzate per la produzione elettrica a carbone, alcune fonti rinnovabili, nucleare)? In caso di risposta affermativa, indicare, in ordine decrescente di rilevanza, le tipologie di rischi industriali cui sono tipicamente soggetti i suddetti investimenti e specificare, per ciascuna di esse, le criticità riscontrate nei relativi mercati degli strumenti di copertura.*

#### **4 Sistemi di mercato per attenuare gli effetti dei fallimenti nei mercati dei derivati sull'energia**

- 4.1 I mercati dei derivati sull'energia sono caratterizzati dalla presenza di fallimenti di mercato che tendono a minarne l'efficienza. I citati fallimenti sono riconducibili essenzialmente a difetti informativi. Nei mercati dei derivati sull'energia, infatti, l'informazione, se disponibile, è distribuita in modo asimmetrico e risulta fruibile a costi elevati.
- 4.2 La conseguenza diretta dei difetti informativi nei mercati dei derivati sull'energia è l'innalzamento dei costi di transazione sia nella fase che precede ed accompagna la stipula dei contratti, sia in quella di esecuzione degli stessi. Una parte interessata alla stipula di un contratto derivato sull'energia deve sostenere oneri per la ricerca della controparte e per l'acquisizione di informazioni in merito alla solidità e affidabilità della medesima.
- 4.3 A ciò è necessario aggiungere i costi di negoziazione, finalizzati a individuare la configurazione delle clausole contrattuali che risponde ai bisogni delle parti, e gli oneri connessi al rischio di credito, ovvero al rischio che la controparte non adempia agli obblighi assunti. Questo rischio è tanto maggiore quanto più lunga è la durata del contratto.
- 4.4 La rilevanza dei costi di transazione determina:
- l'inesistenza dei mercati di alcuni strumenti derivati che sarebbero stati negoziati in condizioni di informazione perfetta ed assenza di costi di transazione;
  - risultati inadeguati in termini di spessore, ampiezza ed elasticità nei mercati esistenti dei derivati sull'energia, con conseguenze negative sull'attendibilità e la stabilità del segnale di prezzo, che non concentra adeguatamente le informazioni presenti nel mercato.
- 4.5 I mercati dei derivati sull'energia, dunque, appaiono sovente incompleti rispetto alle esigenze di copertura espresse dagli operatori e hanno a oggetto strumenti scarsamente liquidi. Risulta difficile, infatti, per un soggetto che abbia assunto una posizione (es. comprato un contratto) riuscire successivamente ad annullare la propria posizione (es. rivendendo il contratto) in tempi ragionevolmente rapidi e a condizioni di prezzo assimilabili a quelle prevalenti nel periodo appena trascorso e rispetto alle quali il soggetto ha deciso di annullare la propria posizione.

4.6 Quanto più distante risulta la scadenza del contratto, tanto più si accentua la probabilità che il mercato dello stesso non esista o che sia scarsamente liquido.

4.7 Nei mercati dei derivati sull'energia nei quali esiste un'adeguata domanda potenziale, si osserva che il mercato tende, cercando di correggersi dall'interno, a contrastare autonomamente gli effetti dei fallimenti sopra descritti mediante soluzioni integrate, che includono:

- la gestione centralizzata del *clearing* e della negoziazione dei contratti;
- appositi sistemi di garanzie per attenuare i rischi di controparte, fondati, tra l'altro, sul cd. *marginning*;
- il *cascading* dei contratti.

#### GESTIONE CENTRALIZZATA DEL *CLEARING* E DELLA NEGOZIAZIONE

4.8 La gestione centralizzata del *clearing* e della negoziazione dei contratti consiste, in primo luogo, nell'attribuire a un'organizzazione terza e neutrale il ruolo di unica controparte rispetto a tutti i soggetti che intendono operare nel mercato dal lato della domanda o dell'offerta.

4.9 L'organizzazione terza e neutrale:

- a) risponde direttamente dell'adempimento di ciascun partecipante al mercato;
- b) gestisce il sistema delle garanzie volto a limitare il rischio di controparte;
- c) sovrintende alla corretta implementazione delle procedure di pagamento e di consegna;
- d) gestisce le negoziazioni dei contratti;
- e) svolge una funzione generale di verifica e distribuzione delle informazioni, nonché di monitoraggio delle condotte degli operatori.

4.10 La gestione centralizzata del *clearing* e della negoziazione dei contratti consente di ridurre la portata dei costi di transazione. Infatti, non è necessario che gli operatori sostengano i costi di ricerca della controparte e per ciascuno di essi è possibile mantenere l'anonimato rispetto agli altri partecipanti al mercato. Gli operatori, inoltre, hanno la possibilità di disporre di dati su prezzi e volumi in tempo reale e di godere dei benefici derivanti da procedure finalizzate a contenere il rischio di credito e a salvaguardare una distribuzione dell'informazione quanto più uniforme possibile (es. limitazione all'oscillazione dei prezzi).

4.11 Peraltro occorre sottolineare che la gestione centralizzata del *clearing* e l'utilizzo di una piattaforma di negoziazione gestita in modo centralizzato non sono per sé incompatibili con contratti *over-the-counter* (OTC). La Nymex, ad esempio, offre i citati servizi anche agli operatori che intendono concludere contratti diversi da quelli quotati nei mercati regolamentati.

4.12 Ai fini degli operatori che concludono contratti OTC, tuttavia, una gestione centralizzata del *clearing* resa disponibile da un soggetto terzo risulta utile se questo soggetto è credibile e solvibile e a condizione che i costi di transazione (ivi inclusi i costi delle garanzie) direttamente ed indirettamente derivanti dal servizio di *clearing*

siano contenuti. La credibilità e la solvibilità, tra l'altro, sono funzione dell'efficienza e della qualità del sistema di garanzie adottato.

#### SISTEMA DI GARANZIE

4.13 Al fine di ridurre i rischi di controparte, la gestione centralizzata del *clearing* prevede sistemi di garanzie basati, tra l'altro, sul cd. *marginning*, che consiste:

- a) nel deposito su conti vincolati di contante o titoli a garanzia dell'adempimento delle obbligazioni;
- b) nella regolazione frequente dei guadagni e delle perdite conseguenti a variazioni del valore del contratto.

4.14 Il *marginning* può assumere diverse configurazioni a seconda della metodologia adottata. I sistemi di *marginning* più avanzati prevedono il calcolo di almeno due classi di margini in occasione di ogni sessione di negoziazione dello strumento:

- a) margine di liquidazione;
- b) margine prospettico.

Di seguito è illustrata la logica del calcolo delle due tipologie di margine nel caso di un contratto *future*, che rappresenta uno degli strumenti con il grado più elevato di garanzie rispetto al rischio di controparte. Il ragionamento, tuttavia, può essere esteso, con i dovuti adattamenti, anche alle altre forme di derivati.

4.15 Margine di liquidazione: alla fine di un certo giorno  $t$ , per annullare il rischio di controparte legato alle variazioni del prezzo del prodotto tra le ultime due sessioni di negoziazione dello stesso (in  $t$  e in  $t-1$ ), si effettua, secondo il metodo del *mark-to-market*, il pagamento della perdita (guadagno) maturata tra  $t-1$  e  $t$ . La perdita (guadagno) della parte acquirente è pari al prodotto della quantità di energia oggetto del contratto con la differenza negativa (positiva) tra il prezzo dello strumento in  $t$  e il prezzo del medesimo nel giorno  $t-1$ . L'opposto vale per la parte cedente. L'operazione avviene mediante la controparte centrale, che ritira il margine dalla parte che ha registrato la perdita e trasferisce il margine alla parte che ha guadagnato.

4.16 Margine prospettico: alla fine di un certo giorno  $t$ , per limitare il rischio di controparte legato alla variazione attesa del prezzo del prodotto tra l'ultima sessione di negoziazione e la sessione del giorno  $t+1$ , ciascuna parte del contratto deve porre a disposizione della controparte centrale un importo pari alla massima perdita attesa con probabilità predefinita. La massima perdita attesa è determinata ipotizzando che il prezzo del prodotto vari nel senso avverso rispetto all'interesse della parte in questione, attestandosi a un livello che rappresenta, rispetto alla variabile casuale prezzo del prodotto in  $t+1$ , l'estremo di un *range* di valori corrispondente a una probabilità predeterminata.

4.17 Il meccanismo del *marginning* si inserisce all'interno di un composito sistema di garanzie, delineato secondo i principi della ripartizione del rischio di credito e dell'allocazione efficiente dello stesso. Il rischio di credito, dunque, è allocato su diverse categorie di soggetti (approccio *multilayer*) ed è distribuito tra tali categorie secondo criteri volti a limitare i costi di gestione del rischio medesimo.

4.18 Il rischio di credito relativo alla posizione detenuta da un operatore di mercato in un determinato contratto è generalmente allocato:

- a) all'operatore stesso;
- b) al membro del sistema di *clearing* che gestisce la relazione tra l'operatore di mercato e il sistema di *clearing*;
- c) agli altri membri del sistema di *clearing*, nei limiti dell'eventuale contributo versato a un apposito fondo di garanzia gestito dalla *clearing house*;
- d) nei limiti di un certo massimale, alla società di assicurazione con la quale la *clearing house* ha eventualmente stipulato un contratto di assicurazione per la copertura del rischio di credito del suo portafoglio;
- e) alla *clearing house*, che risponde con il proprio capitale.

4.19 A ulteriore salvaguardia dell'integrità del sistema, sono usualmente previsti:

- limiti alle posizioni che possono essere detenute dagli operatori di mercato e dai membri del sistema di *clearing*;
- l'imposizione di requisiti di capitalizzazione ai membri del sistema di *clearing*;
- la separazione tra il patrimonio dei membri del sistema di *clearing* e i conti sui quali gli operatori di mercato depositano i margini, così come tra il patrimonio della *clearing house* e i conti sui quali i membri del sistema di *clearing* depositano i propri margini.

#### *CASCADING*

4.20 Il *cascading* rappresenta un metodo per suddividere un contratto in un set di contratti contraddistinti da periodi di consegna di durata inferiore.

4.21 A titolo esemplificativo, si consideri un contratto il cui periodo di consegna corrisponde a un certo anno solare. L'applicazione del *cascading* implica che, al termine dell'ultimo giorno di negoziazione del contratto, quest'ultimo sia sostituito dai seguenti contratti:

- a. tre contratti con periodo di consegna mensile, relativi rispettivamente ai mesi di gennaio, febbraio e marzo dell'anno solare del contratto originario;
- b. tre contratti con periodo di consegna trimestrale, relativi rispettivamente ai tre trimestri aprile-giugno, luglio-settembre e ottobre-dicembre dell'anno solare del contratto originario.

Allo stesso modo, ciascuno dei contratti trimestrali di cui al punto b, al termine del relativo ultimo giorno di negoziazione, è sostituito da tre contratti mensili, relativi a ciascuno dei mesi del contratto trimestrale considerato.

4.22 La finalità del *cascading* consiste nel trasformare un contratto con una certa liquidità, che potrebbe essere non adeguata, in contratti negoziabili in mercati più liquidi. Il *cascading* è regolarmente applicato nei mercati dei derivati sull'energia (cfr. EEX).

4.23 A livello sistemico, alimentando i mercati dei contratti con scadenze medio-corte, il *cascading* contribuisce ad aumentarne la liquidità e a stabilizzarne i prezzi. Conseguentemente, rende naturale negli operatori l'osservazione dei segnali di prezzo a termine, agevolando indirettamente anche la stipula di contratti di copertura a lungo termine.

## **5 Criticità connesse con i contratti derivati di durata ultradecennale**

5.1 I produttori di energia elettrica che intendono realizzare e gestire impianti caratterizzati da elevati costi fissi e significativi periodi di ammortamento e di recupero degli investimenti possono ridurre significativamente i rischi operativi di mercato con strumenti di copertura con scadenze ultradecennali. Questa esigenza può risultare speculare:

- a valle, a quella di operatori industriali (es. grossisti e clienti finali energivori) e finanziari che intendono garantirsi l'approvvigionamento di energia elettrica su un arco temporale pluriennale;
- a monte, a quella di operatori ai quali occorre avere la certezza di vendere il combustibile di cui dispongono con ampio anticipo rispetto al momento della consegna effettiva.

5.2 I contratti derivati con scadenze ultradecennali risultano particolarmente esposti alla tendenziale contrazione della domanda che si registra all'ampliarsi dell'orizzonte temporale coperto dai contratti. Aumenta infatti l'incertezza sia dal lato dei clienti finali, in merito all'effettiva consistenza del fabbisogno di energia, sia dal lato dei grossisti, in relazione alla domanda dei clienti che potranno essere serviti a prezzi coerenti con quelli del contratto derivato. Questa incertezza tende ad affievolire la finalità di copertura del contratto derivato, in quanto l'acquisto dello stesso può causare un aumento della rischiosità del portafoglio del soggetto che lo detiene.

5.3 Ad aumentare la rischiosità connessa all'acquisto di contratti derivati di durata ultradecennale concorre, inoltre, l'incertezza sulle regole di funzionamento del mercato, che attiene, ad esempio, alla possibilità di cedere agevolmente sul mercato l'energia oggetto dei contratti derivati in eccesso rispetto al fabbisogno o all'ammontare dei costi che devono essere sostenuti per trasportare l'energia dal punto di consegna contrattuale al punto di consumo.

5.4 La scarsa domanda di contratti derivati di durata ultradecennale determina, inevitabilmente, anche una riduzione della liquidità dei mercati di questi prodotti.

5.5 Pertanto, nel caso dei mercati dei contratti di copertura con scadenze ultradecennali, la naturale scarsità di domanda tende ad aggravare le criticità evidenziate precedentemente in relazione alla generalità dei mercati dei derivati sull'energia e riduce la probabilità che gli operatori riescano ad attenuare autonomamente e con meccanismi di mercato gli effetti dei fallimenti sottolineati nel paragrafo 4.

5.6 Ciò, rendendo particolarmente onerosa la gestione dei rischi di mercato relativi a investimenti in capacità di generazione caratterizzati da elevati costi fissi e

significativi periodi di ammortamento e di recupero del capitale, riduce la probabilità che questi investimenti vengano realizzati.

- 5.7 Appare dunque necessario un intervento regolatorio volto a limitare i fallimenti che caratterizzano i mercati dei derivati sull'energia con scadenze ultradecennali, così da ridurre i costi di natura prevalentemente transazionale connessi con la gestione dei rischi operativi di mercato. Nel successivo paragrafo 6 sono illustrati i principi su cui potrebbe essere fondato l'intervento.

*S2: Lo sviluppo di un mercato dei derivati sull'energia con scadenze ultradecennali risponde a un'effettiva esigenza degli operatori del settore in relazione alla gestione dei rischi operativi di mercato?*

*S3: Tra le diverse tipologie di contratti derivati sull'energia con finalità di copertura, quali risultano maggiormente aderenti alle necessità degli operatori del settore elettrico rispetto alla finalità di gestione dei rischi operativi di mercato su orizzonti ultradecennali?*

*S4: Ai fini dell'avvio di mercati di derivati sull'energia con scadenze ultradecennali, esistono ulteriori ostacoli rispetto a quelli evidenziati nel paragrafo 5 del presente documento?*

## **6 Misure regolatorie finalizzate a superare i fallimenti di mercato che caratterizzano i mercati dei derivati sull'energia con scadenze ultradecennali**

- 6.1 Un intervento regolatorio volto a superare i fallimenti di mercato dovrebbe, per quanto possibile, configurarsi come un'azione di supporto ai meccanismi di mercato, favorendone, laddove possibile, un adeguato sviluppo. Con specifico riferimento ai mercati dei derivati sull'energia, l'intervento potrebbe prevedere misure in grado di favorire lo sviluppo della negoziazione di strumenti di copertura nell'ambito di mercati efficienti caratterizzati da bassi costi di transazione.
- 6.2 Tuttavia è difficile immaginare che, nel prevedibile futuro, mercati regolamentati di prodotti derivati sull'energia possano svilupparsi al punto da consentire, a costi di transazione contenuti, la negoziazione di prodotti aventi un orizzonte temporale superiore a qualche anno.
- 6.3 Pertanto, al fine di ridurre il costo di gestione dei rischi di mercato connessi a investimenti in impianti di generazione di energia elettrica caratterizzati da un'elevata incidenza dei costi fissi e da rilevanti tempi di ammortamento e di recupero del capitale, occorre che l'intervento regolatorio supplisca i meccanismi di mercato, almeno in relazione ai contratti derivati che non possono essere negoziati efficientemente in mercati liquidi.
- 6.4 L'azione regolatoria dovrebbe concentrarsi sull'individuazione di una specifica sede di negoziazione di contratti derivati sull'energia con scadenze ultradecennali,

nonché sulla definizione delle regole di funzionamento di questo mercato, con particolare riferimento ai sistemi di garanzia.

6.5 L'intervento regolatorio dovrebbe ispirarsi, per quanto possibile, ai meccanismi che il mercato normalmente adotta per attenuare gli effetti dei fallimenti che si manifestano nei mercati dei derivati e che sono stati illustrati nel precedente paragrafo 4. Di seguito si riportano i principi che dovrebbero guidare la definizione delle misure regolatorie e che derivano dai principi su cui si basano i meccanismi usualmente applicati nei mercati regolamentati.

#### QUOTAZIONE DEL CONTRATTO AI FINI DEL CALCOLO DELLE GARANZIE

6.6 Come illustrato nella precedente sezione 4, al fine di ridurre i costi di transazione i mercati in cui sono negoziati contratti derivati tendono ad utilizzare, nell'ambito della gestione centralizzata del *clearing*, sistemi di garanzie basati sul *margining*.

6.7 Il *margining* richiede tuttavia che i prezzi a cui sono negoziati i contratti derivati e utilizzati per il calcolo dei margini siano sufficientemente attendibili; a tal fine, è necessario che il mercato sia abbastanza liquido con riferimento a detti prodotti.

6.8 La scarsa liquidità che caratterizzerebbe mercati di derivati sull'energia con scadenze ultradecennali non consentirebbe, quindi, di esprimere prezzi utili ai fini del calcolo dei margini. Questo calcolo risulta fondamentale per la composizione di un sistema di garanzie che possa agevolare la negoziazione di contratti di copertura, riducendo il costo di transazione associato.

6.9 Occorrerebbe, dunque, un'apposita metodologia di valutazione dei contratti negoziati, che permetta, ai fini del calcolo dei margini, di surrogare il mercato nella quotazione dei contratti medesimi. Per questi contratti, quindi, al termine di un certo giorno  $t$ :

- il margine di liquidazione sarebbe pari al prodotto della quantità di energia oggetto del contratto con la differenza tra la *valutazione* dello strumento in  $t$  e la *valutazione* del medesimo nel giorno  $t-1$ ;
- il margine prospettico sarebbe determinato ipotizzando che la *valutazione* del prodotto vari nel senso avverso rispetto all'interesse della parte in questione, attestandosi a un livello che rappresenta, rispetto alla variabile casuale *valutazione* del prodotto in  $t+1$ , l'estremo di un *range* di valori corrispondente a una probabilità predeterminata.

6.10 Peraltro la valutazione del prodotto, sviluppata con una metodologia che sostituisce il mercato nella fissazione del prezzo, non rappresenta una soluzione al fatto che, a causa della scarsa liquidità dei mercati dei derivati sull'energia con scadenze ultradecennali, risulti bassa la probabilità di riuscire a trasferire a un terzo il contratto in caso di mancato rispetto degli impegni da parte di una delle controparti. Nel contempo, però, questa criticità può accentuarsi se la valutazione del prodotto non è elaborata con una metodologia credibile e in grado di approssimare il risultato di un mercato liquido.

6.11 Quanto sopra, da una parte, pone l'enfasi sulla necessità di definire in modo accurato la metodologia di valutazione del prodotto, dall'altra richiede che sia

individuata la modalità con cui deve essere gestita la situazione in cui una delle controparti non rispetti gli impegni assunti (es. non versi i margini richiesti).

#### METODOLOGIA DI VALUTAZIONE

- 6.12 Anche per quanto precedentemente illustrato, è essenziale che la metodologia di valutazione sia sviluppata e implementata da un soggetto dotato dei requisiti di terzietà, neutralità, competenza e professionalità necessari allo scopo. È altresì fondamentale che i criteri della metodologia siano noti a tutti gli operatori di mercato, nel pieno rispetto dei principi di trasparenza e non discriminazione.
- 6.13 L'obiettivo della metodologia di valutazione consiste nel determinare sia una stima del valore del contratto al tempo  $t$ , sia una stima della distribuzione di probabilità del valore del contratto al tempo  $t+1$ .
- 6.14 La valutazione al tempo  $t$  dovrebbe essere determinata a partire dalle stime, al tempo  $t$ , del valore che potranno assumere le diverse variabili esogene rilevanti (*in primis* i combustibili) lungo la durata residua del contratto derivato; ovvero a partire dalle quotazioni al tempo  $t$  dei corrispondenti contratti derivati delle variabili esogene rilevanti, qualora negoziati in piattaforme di mercato liquide. Analoga impostazione dovrebbe essere adottata con riferimento alla stima, al tempo  $t$ , della distribuzione di probabilità del valore del contratto in  $t+1$ .
- 6.15 Nella stima dei prezzi spot attesi possono essere adottati diversi metodi, che, in ultima istanza, sono riconducibili a tre approcci:
- approccio finanziario, secondo cui i prezzi spot futuri possono essere stimati in base ai dati storici dei prezzi spot e alle proprietà statistiche osservate su tali dati;
  - approccio basato sui fondamentali, secondo cui la stima dei prezzi spot futuri è funzione delle variabili esplicative della domanda e dell'offerta future, della matrice di correlazione tra le citate variabili e delle ipotesi adottate sul modello di mercato;
  - approccio misto, che tiene conto sia dell'approccio finanziario che di quello basato sui fondamentali.
- 6.16 Nel caso in cui si adottasse l'approccio basato sui fondamentali, potrebbe essere opportuno ipotizzare che il mercato sia concorrenziale, evitando di introdurre qualsiasi congettura strategica. Tale assunzione, da un lato, presenterebbe il vantaggio di non introdurre nella metodologia elementi di eccessiva arbitrarietà in merito alla previsione delle strategie degli operatori, dall'altro lato, però, rischierebbe di generare valutazioni poco realistiche con riferimento agli orizzonti temporali più prossimi al momento di valutazione.
- 6.17 Nella scelta dell'approccio per la stima dei prezzi spot attesi dell'energia elettrica, è necessario considerare le peculiarità di questa *commodity* rispetto alle altre (*in primis* la non stoccabilità).
- 6.18 Al fine di ridurre il valore assunto dal margine prospettico a parità di robustezza del sistema di garanzie, il periodo tra il tempo  $t$  e il tempo  $t+1$  dovrebbe essere relativamente breve. Ciò consentirebbe di ridurre il valore assoluto delle differenze

tra la valutazione in  $t$  e i valori estremi che la variabile casuale valutazione in  $t+1$  può assumere con una probabilità predeterminata.

- 6.19 Al medesimo fine, è particolarmente opportuno che, in caso di adozione di un approccio basato sui fondamentali, la stima al tempo  $t$  della distribuzione di probabilità del valore assunto dalla valutazione al tempo  $t+1$  sia elaborata a partire dalla distribuzione di probabilità del valore che potranno assumere al tempo  $t+1$  le quotazioni a termine o le previsioni delle variabili esogene rilevanti utilizzate per determinare il prezzo dell'energia elettrica. La stima di questi valori, che sono un riassunto delle possibili realizzazioni puntuali dei valori futuri del prodotto corrispondente, presenta una varianza inferiore delle stime delle possibili realizzazioni puntuali dei valori futuri.

*S5: Qual è l'approccio che si considera più adeguato ai fini della valutazione dei contratti derivati sull'energia per i quali il mercato non è in grado di esprimere una quotazione affidabile per il calcolo dei margini (approccio finanziario, approccio basato sui fondamentali, approccio misto, altro)?*

*S6: Qual è il periodo massimo che dovrebbe intercorrere tra due valutazioni successive (in  $t$  e in  $t+1$ ) dei suddetti contratti?*

*S7: Quali requisiti ulteriori rispetto a quelli indicati nel presente documento dovrebbero essere posseduti dall'organismo preposto all'elaborazione e/o all'implementazione della metodologia di valutazione dei contratti derivati sull'energia che non sono negoziati su mercati sufficientemente liquidi? Se si ritiene, indicare l'organismo considerato idoneo all'elaborazione e/o all'implementazione della suddetta metodologia di valutazione?*

#### SOCIALIZZAZIONE DI QUOTA PARTE DEI RISCHI

- 6.20 Come precedentemente illustrato, gli investimenti in capacità di generazione che sono in grado di migliorare l'adeguatezza, l'efficienza di lungo periodo e le performance ambientali del sistema elettrico contribuiscono al contenimento delle esternalità negative ambientali e determinano esternalità positive sugli utenti in termini di adeguatezza, qualità del servizio e di probabile riduzione dei prezzi dell'energia elettrica.
- 6.21 È possibile immaginare, dunque, di annoverare gli utenti tra i soggetti cui allocare una quota del rischio di credito gestito dal sistema di *clearing*. Rispetto allo schema tipico di allocazione del rischio dei mercati regolamentati, si tratterebbe di prevedere che il rischio residuo non coperto dal sistema di garanzie sia allocato all'insieme dei consumatori.
- 6.22 Nei limiti in cui il soggetto su cui ricade il rischio residuo non sia la controparte centrale che gestisce il mercato, appare opportuno che:
- la metodologia di valutazione risponda a criteri determinati dall'Autorità e sia da questa approvata;

- siano indicate le fonti dei dati delle variabili esplicative utilizzate in sede di applicazione della metodologia di valutazione, in modo da rendere possibile qualsiasi valutazione e verifica circa l'attendibilità delle fonti e la correttezza dei dati;
- ai fini della quantificazione del margine prospettico, sia fissato dall'Autorità il valore della probabilità assunto per il calcolo al tempo  $t$  degli estremi della variabile casuale valutazione del prodotto in  $t+1$ .

*S8: A condizione che i derivati sull'energia con scadenze ultradecennali siano utilizzati con finalità di copertura dei rischi di mercato connessi a investimenti in capacità di generazione in grado di determinare esternalità positive sui consumatori, è condivisibile l'ipotesi di includere i consumatori tra i soggetti cui allocare una quota parte dei rischi operativi di mercato relativi a tali investimenti?*

*S9: Rispetto alle misure indicate, sono necessarie ulteriori azioni per evitare che sia trasferita sui consumatori una quota parte dei rischi operativi di mercato diversa da quella che non può essere gestita in modo efficiente dal sistema di clearing?*

#### REQUISITI DI AMMISSIONE ALLE CONTRATTAZIONI E GARANZIE INTEGRATIVE

- 6.23 Per limitare gli effetti distorsivi che potrebbero discendere dal perseguimento da parte degli operatori di finalità esclusivamente speculative, si potrebbe subordinare l'ammissione alle contrattazione al possesso di determinati requisiti. In particolare, i contratti derivati potrebbero essere ceduti esclusivamente da soggetti in grado di fornire adeguate garanzie sul fatto che agli stessi contratti siano associati investimenti in capacità di generazione con caratteristiche predefinite.
- 6.24 Potrebbe essere altresì opportuno che le controparti dei contratti forniscano garanzie ulteriori rispetto al versamento dei margini alla controparte centrale. In questo ambito, però, occorre tenere conto che, quanto maggiori sono le garanzie richieste agli operatori, tanto maggiori sono gli oneri per la negoziazione dei contratti, con effetti negativi sulla liquidità degli stessi.
- 6.25 Come misura minima si potrebbe richiedere, ad esempio, che le controparti possiedano un rating creditizio superiore a un valore predeterminato. Detto valore di rating dovrebbe, in tal caso, essere oggetto di un continuo monitoraggio e, in caso il rating scenda sotto il livello minimo accettabile e la parte interessata non sia in grado di produrre altre garanzie equipollenti, la stessa dovrebbe essere considerata inadempiente.
- 6.26 Per contenere l'adozione di condotte opportunistiche da parte degli operatori, si potrebbero anche porre dei limiti agli eventuali importi trasferiti a ciascun operatore dalla controparte centrale a titolo di margine di liquidazione, stabilendo che tali importi non possano essere superiori all'ammontare totale versato come garanzia alla controparte centrale dallo stesso operatore.

- 6.27 Inoltre occorrerebbe stabilire delle misure da attivare nell'eventualità in cui, a seguito del mancato rispetto degli impegni da parte di una delle controparti, non sia possibile trasferire ad un terzo il contratto a un valore coerente con la valutazione. Sotto questo profilo, si potrebbe prevedere che la controparte centrale assuma il ruolo di controparte per conto dell'insieme dei consumatori. Questa misura potrebbe durare almeno sino a quando, in un momento successivo  $t+n$ , la controparte centrale non riceva un'offerta di un terzo disposto a subentrare come cedente (acquirente) del contratto a un prezzo non superiore (non inferiore) alla valutazione dello stesso a  $t+n$ .
- 6.28 Per agevolare il subentro del terzo, potrebbe essere consentito alla controparte centrale di acquistare (cedere) il contratto dal (al) terzo che ne dia la valorizzazione più bassa (elevata):
- allorquando tale valorizzazione, al netto (al lordo) dei margini versati dalla controparte inadempiente, risulti non superiore (non inferiore) alla valutazione;
  - nel momento in cui la parte inadempiente manifesti la sua inadempienza (o non appena si palesi un'offerta di acquisto/vendita del contratto da parte di un terzo), assumendo come onere dei consumatori la differenza non coperta dai margini.

*S10: È opportuno che la vendita di contratti derivati sull'energia con scadenze ultradecennali (o, più in generale, contratti derivati sull'energia con scadenze pluriennali negoziati su mercati non liquidi) sia subordinata alla prestazione di idonee garanzie in merito alla connessione dei contratti medesimi con investimenti in capacità di generazione con caratteristiche predefinite?*

*S11: Quali altri requisiti dovrebbero essere richiesti agli operatori che operano dal lato della vendita dei suddetti contratti?*

*S12: È necessario che siano imposti specifici requisiti anche per l'acquisto dei citati contratti? Quali?*

*S13: Se considerate necessarie, quali garanzie integrative occorrerebbe richiedere agli operatori che stipulano i contratti di cui sopra?*

#### CASCADING, MARGINING E STANDARDIZZAZIONE DEI CONTRATTI

- 6.29 Il *cascading* appare cruciale per agevolare lo sviluppo di contratti di copertura con scadenze ultradecennali, in quanto consente di trasformarli in prodotti che, per la maggior parte, possono essere negoziati in mercati più liquidi del mercato del contratto originario.
- 6.30 Inoltre, nel caso fosse applicata la metodologia di valutazione basata sui fondamentali, il *cascading* consentirebbe di elaborare valutazioni realistiche anche se si ipotizzasse un mercato concorrenziale. Ciò risulterebbe possibile in quanto la metodologia di valutazione non troverebbe applicazione con riferimento alle scadenze prossime. In relazione a tali scadenze, infatti, il calcolo dei margini sarebbe effettuato avendo come riferimento il prezzo espresso dal mercato.

6.31 È evidente che la condizione affinché i contratti frutto del *cascading* possano essere effettivamente negoziati in mercati più liquidi del contratto originario è che il livello di standardizzazione del contratto di copertura sia adeguato rispetto ai contratti con scadenze analoghe e a quelli con scadenze inferiori.

*S14: Nel caso in cui, in sede di valutazione dei contratti, si applicasse l'approccio basato sui fondamentali, si condividerebbe la scelta di ipotizzare concorrenziale il mercato, considerando anche che l'applicazione del cascading permetterebbe di ridimensionare il problema della scarsa aderenza con la realtà di tale assunzione con riferimento alle scadenze prossime?*

*S15: La standardizzazione dei contratti derivati sull'energia con scadenze ultradecennali può rappresentare un ostacolo allo sviluppo delle relative negoziazioni?*

*S16: Quali contratti derivati sull'energia dovrebbero essere offerti sulla piattaforma centralizzata e quali caratteristiche potrebbero essere oggetto di standardizzazione?*

*S17: Al fine di conseguire l'obiettivo di contenere gli effetti dei fallimenti di mercato che ostacolano lo sviluppo di un mercato dei derivati sull'energia con scadenze ultradecennali per la copertura dai rischi operativi di mercato, si ritiene che occorran ulteriori misure rispetto a quelle descritte nel presente documento?*

## **7 Esempificazione dell'impatto delle misure regolatorie sugli operatori e sui consumatori di energia elettrica**

7.1 In questo paragrafo si presenta un'analisi dell'impatto che le misure regolatorie proposte possono determinare in termini di:

- a. contenimento dei costi di transazione che gli operatori devono sostenere per la negoziazione e l'esecuzione di contratti derivati sull'energia di durata ultradecennale;
- b. effetti economici attesi sui consumatori di energia elettrica, nel caso si opti per la socializzazione di una quota parte dei rischi di credito gestiti dal sistema di *clearing*.

7.2 Si precisa che l'analisi ha un puro scopo esemplificativo. I risultati della stessa, infatti, non possono rappresentare in alcun modo un riferimento generale, preciso e univoco dell'impatto delle misure regolatorie proposte nella sezione precedente, in quanto sono condizionati in modo determinante da alcune assunzioni, come ad esempio quelle concernenti la scelta della tipologia di contratto e la distribuzione di probabilità della valutazione dello stesso.

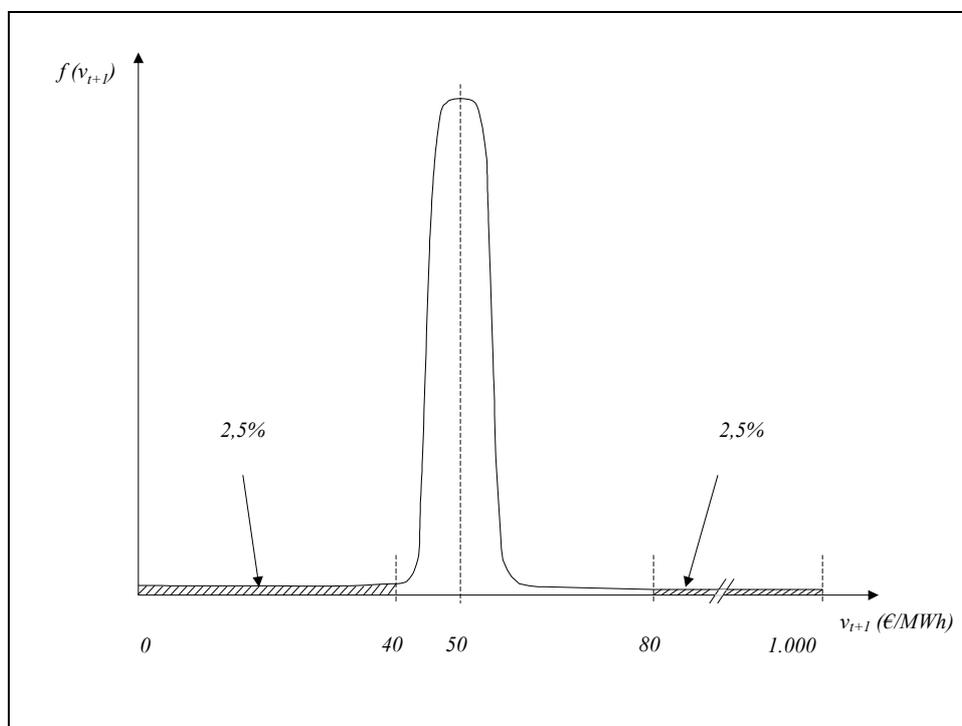
7.3 Si assuma che un venditore e un acquirente stipulino un contratto a termine decennale che prevede la vendita di *87.600 MWh* (1 MWh per ciascuna ora dei dieci

anni di durata del contratto<sup>3</sup>) di energia elettrica nel periodo di consegna a un prezzo unitario fisso di 50 €/MWh stabilito al tempo  $t$ .

7.4 Si ipotizzi inoltre che, al tempo  $t$ , la variabile casuale *valutazione del contratto in  $t+1$*  ( $V_{t+1}$ ) presenti le seguenti caratteristiche riferite al valore unitario:

- $0 \text{ €/MWh} \leq v_{t+1} \leq 1.000 \text{ €/MWh}$ <sup>4</sup>;
- il valore atteso è pari, per semplicità, alla valutazione del contratto in  $t$  (50 €/MWh);
- le probabilità di  $v_{t+1} < 40 \text{ €/MWh}$  e di  $v_{t+1} > 80 \text{ €/MWh}$  sono pari al 2,5% (cfr. Fig. 1)<sup>5</sup>.

**Figura 1: Distribuzione di probabilità della variabile casuale  $V_{t+1}$**



7.5 In un sistema di gestione centralizzata delle garanzie del tipo descritto nella sezione 6, al tempo  $t$  il venditore e l'acquirente sono tenuti a versare al sistema di *clearing* rispettivamente 2.628.000 € e 876.000 €<sup>6</sup> a titolo di margine prospettico.

7.6 Ipotizzando che il periodo tra il tempo  $t$  e il periodo  $t+1$  oggetto della successiva valutazione sia pari a *un anno* e assumendo un tasso di interesse per la provvista

<sup>3</sup> Si trascura l'effetto dell'anno bisestile.

<sup>4</sup> È possibile che le parti decidano di limitare l'efficacia del contratto a un valore inferiore rispetto ai 1.000 € indicati nell'esempio, riducendo conseguentemente il valore massimo e il valore atteso della variabile casuale  $V_{t+1}$ .

<sup>5</sup> I valori della variabile casuale  $V_{t+1}$  sono espressi a prezzi del tempo  $t+1$ .

<sup>6</sup> Corrispondenti, rispettivamente al prodotto tra 30 €/MWh (pari a 80-50) e 87.600 MWh e al prodotto tra 10 €/MWh (pari a 50-40) e 87.600 MWh.

finanziaria pari al 6% annuo, *ceteris paribus* gli importi depositati dai contraenti a titolo di margine prospettico determinano oneri per 210.240 € (157.680 € in capo al venditore e 52.560 € a carico dell'acquirente) nell'arco dell'anno considerato<sup>7</sup>.

7.7 Se le controparti avessero dovuto concludere il contratto senza il supporto di un sistema di garanzie basato sul *margining*, avrebbero sostenuto oneri di transazioni per le garanzie significativamente più elevati.

7.8 Nell'ipotesi che le parti avessero optato per la soluzione fondata sul deposito su conti correnti vincolati degli importi necessari a garantire interamente l'adempimento delle obbligazioni alla controparte (4.380.000 € a carico dell'acquirente e 83.220.000 € a carico del venditore)<sup>8</sup>, gli oneri, *ceteris paribus*, si sarebbero attestati su circa 5.256.000 € per ogni anno (25 volte maggiori rispetto agli oneri del sistema *margining*)<sup>9</sup>.

7.9 Peraltro, occorre considerare che la quantificazione appena effettuata in merito al beneficio in termini di riduzione dei costi di transazione in capo agli operatori tende a essere sottostimata. In essa, infatti, non si tiene conto del fatto che, in assenza di un sistema centralizzato di *clearing*, le parti avrebbero dovuto sostenere oneri di transazione connessi, tra l'altro, a:

- a. la ricerca della controparte;
- b. l'acquisizione di informazioni in merito alla solidità e affidabilità della medesima;
- c. la negoziazione;
- d. l'attività di uno o più soggetti terzi, che avrebbe dovuto svolgere il ruolo di garante degli importi depositati a titolo di garanzia e di arbitro in eventuali controversie.

È ragionevole immaginare che gli oneri relativi alle attività appena citate sarebbero stati superiori rispetto alle commissioni pagate dalle parti per la partecipazione al sistema di *clearing*.

7.10 Come evidenziato sopra, un contributo fondamentale al contenimento dei costi di transazione a carico dei contraenti è fornito dal sistema di *margining*, nella misura in cui prevede che una quota del rischio di controparte venga trasferita su soggetti diversi dalle parti del contratto. Si ricorda che tra questi soggetti possono essere annoverati i membri del sistema di *clearing*, la società di assicurazione con la quale la *clearing house* ha eventualmente stipulato un contratto di assicurazione per la copertura del rischio di credito del suo portafoglio, la stessa *clearing house* e, infine, l'insieme dei consumatori nell'ipotesi di socializzazione di quota parte del rischio.

---

<sup>7</sup> Il tasso di interesse indicato è al netto dell'eventuale tasso di interesse attivo applicato sugli importi depositati come garanzie per il sistema di *clearing*.

Si assume inoltre che il lasso di tempo tra due valutazioni successive sia annuale. Nella realtà, tuttavia, è auspicabile che la frequenza delle valutazioni sia più alta, al fine anche di limitare, a parità di condizioni, gli importi depositati a titolo di garanzia.

Infine, nel calcolo degli oneri si ipotizza un regime di capitalizzazione composta.

<sup>8</sup> Corrispondenti, rispettivamente al prodotto tra 50 €/MWh (pari a 50-0) e 87.600 MWh e al prodotto tra 950 €/MWh (pari a 1.000-50) e 87.600 MWh.

<sup>9</sup> Cfr. la nota 4.

- 7.11 Nel seguito del paragrafo, proseguendo l'esempio introdotto sopra, si riporta una stima dell'effetto economico sui consumatori di energia elettrica nell'ipotesi estrema che la quota parte del rischio di credito che non è assunto dalle parti del contratto sia interamente trasferito in capo ai consumatori. Nella realtà, tuttavia, il suddetto effetto è mitigato dal fatto che il contributo dei consumatori è richiesto soltanto a seguito dell'esaurimento delle risorse relative al fondo del sistema di *clearing*, al contratto assicurativo stipulato dalla *clearing house* e al patrimonio della *clearing house*.
- 7.12 Si ipotizzi dunque che, al tempo  $t+1$ , una delle parti del contratto sia inadempiente rispetto all'obbligo di versare, se positivo, il margine di liquidazione (pari alla differenza tra la valutazione in  $t+1$  e la valutazione in  $t$ ). Il soggetto inadempiente è il venditore o l'acquirente a seconda che la valutazione in  $t+1$  sia superiore o inferiore alla valutazione in  $t$  (per un valore unitario di 50 €/MWh).
- 7.13 In  $t+1$  si può verificare uno dei seguenti tre casi.
- la valutazione in  $t+1$  è compresa tra 40 €/MWh e 80 €/MWh;
  - la valutazione in  $t+1$  è compresa tra 0 €/MWh e 40 €/MWh;
  - la valutazione in  $t+1$  è compresa tra 80 €/MWh e 1.000 €/MWh.
- 7.14 Nel caso *sub a*, il sistema di *clearing* può far fronte all'inadempienza utilizzando il margine prospettico reso disponibile in  $t$  dal soggetto inadempiente<sup>10</sup>. Nei casi *sub b* e *c*, il sistema di *clearing*, non riuscendo a compensare l'inadempienza con il margine prospettico versato in  $t$ , è costretto a ricorrere al contributo dei consumatori per la parte residuale sin da  $t+1$ .
- 7.15 Ipotizzando che la funzione di densità di probabilità della variabile casuale *valutazione del contratto in  $t+1$*  assuma valori costanti per valori della variabile casuale superiori a 80 €/MWh e inferiori a 40 €/MWh ( $f(v_{t+1}) = \bar{k}_1$  per  $0 \text{ €/MWh} \leq v_{t+1} < 40 \text{ €/MWh}$  e  $f(v_{t+1}) = \bar{k}_2$  per  $80 \text{ €/MWh} < v_{t+1} \leq 1.000 \text{ €/MWh}$ ), il valore atteso della variabile casuale *onere per i consumatori per inadempimento nel pagamento del margine di liquidazione in  $t+1$*  risulta pari a 1.226.400 €. Un valore sensibilmente inferiore al risparmio in termini di costi di transazione consentito agli operatori, che non sono chiamati a garantire interamente l'adempimento delle obbligazioni alla controparte con un costo di 5.045.760 € (5.256.000 € - 210.240 €).
- 7.16 Il valore atteso dell'onere per l'insieme dei consumatori indicato nel capoverso precedente rappresenta comunque un valore limite, in quanto:
- l'ipotesi – poco realistica - di costanza della funzione di densità di probabilità per valori superiori a 80 €/MWh e inferiori a 40 €/MWh determina un valore atteso dell'onere per l'insieme dei consumatori superiore rispetto a quello che si conseguirebbe se, all'aumentare della distanza dei valori della variabile casuale *valutazione in  $t+1$*  dal relativo valore atteso, la funzione di densità di probabilità assumesse un più tipico andamento decrescente;

<sup>10</sup> Il margine è certamente adeguato fino al momento della valutazione successiva ( $t+2$ ); d'altra parte, se la valutazione in  $t+1$  è sufficientemente corretta, nessun onere viene attribuito all'insieme dei consumatori.

- b. il valore massimo di 1.000 €/MWh è poco verosimile, trattandosi del valore medio di un *baseload* per dieci anni;
  - c. si considera certo l'inadempimento di una delle parti del contratto, quando, in realtà, tale evento è semplicemente possibile;
  - d. come accennato in precedenza, non si tiene conto del fatto che una parte del valore atteso dell'onere per l'insieme dei consumatori è sostenuto dai soggetti che partecipano al sistema di *clearing* e dalla società di associazione con la quale la *clearing house* eventualmente stipula un contratto di assicurazione per la copertura del rischio di credito;
  - e. sotto le specifiche ipotesi che contraddistinguono l'esempio, la parte preponderante dell'importo dipende dal rischio di inadempienza del venditore, che è la parte contrattuale rispetto alla quale è più agevole limitare tale rischio con misure complementari (ad es. mediante la previsione di requisiti di ammissione alle contrattazioni).
- 7.17 È altresì ragionevole ritenere che l'onere posto in capo all'insieme dei consumatori sia sensibilmente inferiore rispetto alle esternalità positive che caratterizzano gli investimenti in capacità produttiva la cui realizzazione è agevolata dalle misure proposte nel presente documento.
- 7.18 Si consideri, inoltre, che è possibile, analogamente a quanto disponibile nelle negoziazioni OTC, limitare l'efficacia del contratto ad un valore inferiore rispetto ai 1.000 €/MWh indicati nell'esempio; la (piccola) riduzione del valore del sottostante sarebbe tuttavia associata ad una sensibile riduzione dell'onere a cui sono esposti i consumatori quali soggetti su cui ricade in ultima istanza il rischio di inadempienza.
- 7.19 In tutti i casi, ai consumatori è comunque richiesto di reintegrare il margine prospettico sulla base della distribuzione di probabilità della variabile casuale *valutazione del contratto in t+2*, essendosi essi subentrati nella posizione del soggetto inadempiente. I consumatori, inoltre, sono tenuti a rispettare tutti gli obblighi connessi a tale posizione, sino a quando il contratto non è trasferito a un soggetto terzo diverso dalle parti contraenti originarie. Per i consumatori o, più verosimilmente, per il soggetto che opera per loro conto, è fatta salva la possibilità di rivalersi sull'operatore inadempiente.

## 8 Considerazioni conclusive

- 8.1 La liberalizzazione dell'attività di produzione comporta che le scelte di investimento in capacità di generazione sono liberamente assunte dalle singole imprese di produzione in funzione del rendimento atteso dall'investimento.
- 8.2 Le scelte di investimento in capacità di generazione assunte dagli operatori sono efficienti solo nella misura in cui non siano presenti fallimenti del mercato ovvero questi fallimenti del mercato siano superati anche attraverso l'introduzione di appositi strumenti.
- 8.3 In particolare, le forze di mercato rischiano di non valorizzare adeguatamente le esternalità che alcuni investimenti in capacità produttiva, che sono tipicamente caratterizzati da un elevato valore del rapporto costi fissi su costi variabili e

significativi periodi di ammortamento e di recupero degli investimenti, producono con riferimento all'adeguatezza del sistema, alla salvaguardia ambientale, alla competitività e allo sviluppo del sistema economico.

- 8.4 Al tempo stesso, la redditività di questi investimenti è particolarmente vulnerabile rispetto al valore del costo di gestione dei rischi operativi di mercato. Questi rischi sono quelli rispetto ai quali il mercato non pare in grado di offrire strumenti di gestione a costi contenuti.
- 8.5 Rispetto al precedente assetto di monopolio pubblico in cui l'impresa integrata verticalmente poteva investire con la ragionevole certezza di poter recuperare il valore del proprio investimento (se efficiente nel momento in cui era stato deciso), nell'attuale contesto i produttori sono costretti a considerare la gestione del rischio una variabile critica e i progetti di investimento devono rispettare il principio di correlazione positiva tra rischio intrinseco del progetto e rendimento atteso dello stesso.
- 8.6 La sottoscrizione di contratti derivati che trasferiscano il rischio mercato a un altro soggetto è un efficiente strumento di gestione del rischio solo se:
- a) la controparte ha un costo di gestione dello stesso inferiore rispetto al detentore originario o, meglio, fronteggia rischi complementari, che, almeno parzialmente, possono essere annullati con la sottoscrizione del contratto derivato;
  - b) i costi di transazione connessi al trasferimento del rischio sono contenuti.
- 8.7 D'altra parte, all'allungarsi dell'orizzonte temporale oggetto del contratto derivato, per un soggetto che investe in capacità produttiva si accentua la difficoltà di individuare, nell'attuale contesto liberalizzato, una controparte che, avendo rischi complementari, abbia interesse ad acquistare il contratto.
- 8.8 In questo quadro, il contenimento dei costi di transazione connessi al trasferimento del rischio operativo di mercato diviene fondamentale per consentire la realizzazione di investimenti in capacità produttiva che il mercato, a causa dell'esistenza di esternalità, non è in grado di valorizzare adeguatamente.
- 8.9 L'intervento proposto nel presente documento per la consultazione è volto ad agevolare l'attivazione di strumenti per ridurre i costi di transazione connessi alla sottoscrizione di contratti derivati ultradecennali di copertura dal rischio operativo di mercato. L'opportunità dell'azione regolatoria si fonda sull'incapacità del mercato di rendere disponibili autonomamente i suddetti strumenti.
- 8.10 L'intervento proposto non vuole comunque escludere la possibilità di introdurre ulteriori interventi finalizzati a evitare che i fallimenti del mercato limitino gli investimenti in alcune tipologie di capacità produttiva che, in assenza dei citati fallimenti, sarebbero realizzati.

*S18: Quali interventi, ulteriori rispetto a quello qui proposto, si ritiene dovrebbero essere assunti per contenere gli effetti dei fallimenti del mercato che limitano gli investimenti in alcune tipologie di capacità produttiva che, in assenza dei citati fallimenti, sarebbero realizzati?*