

DCO 38/10

**ORIENTAMENTI FINALI E CONFRONTI INTERNAZIONALI SUL
MERCATO DELLA CAPACITÀ PRODUTTIVA DI ENERGIA
ELETTRICA**

Documento per la consultazione
Mercato di incidenza: energia elettrica

15 novembre 2010

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 decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379 (di seguito: D.Lgs. 379/2003), ha ad oggetto la riforma del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di generazione elettrica.

Questo documento prosegue sulla linea tracciata dall'Autorità tramite i documenti di consultazione (DCO) nn. 27/08, 10/09 e 09/10 e ne costituisce il punto di approdo. Lo scopo ultimo del presente documento è infatti di integrare e affinare le proposte di riforma avanzate nei summenzionati documenti di consultazione al fine di prospettare una proposta di riforma unitaria che recepisca sia i migliori suggerimenti espressi dagli operatori in sede di consultazione che le migliori intuizioni mutuabili da un confronto con esperienze internazionali sufficientemente consolidate da consentirne una valutazione preliminare dei risultati conseguiti.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità, per iscritto, le loro osservazioni e le loro proposte entro e non oltre il **13 gennaio 2011**, 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).

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
Fax: 02-65565265

1 Introduzione

1.1 Il presente documento per la consultazione si focalizza sui seguenti temi:

- a. gli strumenti attraverso i quali il sistema elettrico è in grado di assicurarsi la disponibilità di risorse sufficienti a soddisfare in sicurezza la domanda di energia elettrica attesa su orizzonti temporali coerenti coi tempi di progettazione e costruzione di nuova capacità di generazione e/o di trasmissione;
- b. le misure atte a rimuovere gli ostacoli alla stipula di contratti derivati sull'energia elettrica (coperture) ultradecennali per la gestione dei rischi di mercato su orizzonti temporali coerenti con lo sviluppo di capacità di generazione caratterizzata da elevati costi fissi e rilevanti periodi di ammortamento e di recupero degli investimenti (es. impianti termoelettrici).

1.2 Secondo quanto disposto dall'art. 2, comma 1, del D.Lgs. 379/2003, recante "Disposizioni in materia di remunerazione delle capacità di produzione di energia elettrica", l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) è tenuta a definire i criteri e le condizioni sulla base dei quali il Gestore della rete di trasmissione nazionale (oggi Terna SpA) elabora una proposta per disciplinare il sistema di remunerazione della capacità di produzione di energia elettrica, specificando la metodologia di calcolo della remunerazione e le garanzie che i soggetti beneficiari della medesima sono tenuti a prestare. Il citato decreto legislativo stabilisce che il sistema di remunerazione della capacità di produzione sia fondato su meccanismi concorrenziali, trasparenti, non discriminatori, non distortivi per il mercato e orientati a minimizzare gli oneri per i consumatori.

1.3 Questo documento intende costituire il punto di approdo delle proposte di riforma avanzate dall'Autorità tramite i documenti di consultazione (DCO) nn. 27/08, 10/09 e 09/10. Tale documento intende cioè integrare e affinare le predette proposte di riforma al fine di prospettare una proposta di riforma unitaria che recepisca sia i migliori suggerimenti avanzati dagli operatori in sede di consultazione che le migliori intuizioni mutuabili dal confronto con esperienze internazionali sufficientemente consolidate da permetterne una valutazione minimamente suffragata dai risultati conseguiti.

1.4 Prima di entrare nel merito della summenzionata proposta di riforma unitaria (paragrafo 5) è opportuno:

- a. riassumere succintamente i presupposti che giustificano l'introduzione di un sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva (paragrafo 2),
- b. confrontarsi con esperienze internazionali sufficientemente consolidate al fine di mutuarne, ove possibile, le migliori intuizioni (paragrafo 3) e
- c. riepilogare le più rilevanti osservazioni formulate dagli operatori in sede di consultazione al fine di motivarne adeguatamente l'accoglimento o il rigetto (paragrafo 4).

1.5 Il paragrafo 6 riporta un glossario degli acronimi usati nel presente documento.

2 Presupposti all'introduzione di un sistema di remunerazione della capacità di produzione di energia elettrica

- 2.1 Il mercato elettrico non è in grado di determinare autonomamente risultati soddisfacenti in termini di adeguatezza della capacità di generazione per diverse concause quali l'esistenza di difetti informativi, la rigidità della domanda, l'assenza di stoccaggio e l'avversione al rischio degli operatori.
- 2.2 Le informazioni nel mercato elettrico sono incomplete e distribuite in modo asimmetrico fra gli attori del sistema elettrico¹. Il mercato – in assenza di interventi regolatori – si rivela quindi uno strumento inefficiente ed inefficace di coordinamento delle scelte di investimento degli operatori (in capacità di generazione) e di Terna (in capacità di trasmissione) sia in se stesso che in rapporto all'efficacia degli strumenti di comando e controllo di cui il monopolista regolato faceva uso per conseguire al suo interno lo stesso coordinamento.
- 2.3 L'inefficienza e inefficacia del mercato come strumento di coordinamento delle scelte di investimento degli attori del sistema elettrico sono alla base dell'andamento ciclico degli investimenti. Questa ciclicità, che è essenzialmente dovuta al ritardo temporale tra i segnali di scarsità o di eccesso di offerta provenienti dal mercato elettrico e l'evoluzione del parco elettrico, si esplicita nell'alternanza di fasi di eccesso e di scarsità di capacità di generazione nel sistema elettrico rispetto a quanto socialmente ottimale.
- 2.4 I difetti informativi del mercato e il conseguente andamento ciclico degli investimenti non sono una criticità esclusiva del settore elettrico ma esigono un intervento regolatorio a correzione del mercato per almeno quattro ragioni:
- a. il valore dell'investimento² in capacità di generazione di una certa tecnologia in una certa zona geografica è eminentemente un "valore comune"³. In altri termini, le valutazioni degli operatori non sono che opinioni differenti su un valore comune ignoto⁴. La diversità di opinioni circa il valore ignoto dell'investimento dipende dalla diversità dei frammenti di informazione in possesso dei singoli operatori (l'informazione è infatti dispersa fra gli attori del sistema elettrico a causa dei difetti informativi del mercato). Secondo la teoria economica delle aste, i partecipanti alle aste a valore comune sopportano un maggiore grado di rischio rispetto ai partecipanti alle aste a valori privati⁵; ciò in quanto, oltre al problema strategico di vincere l'asta, i primi hanno in più il problema di gestire il rischio di conseguire profitti negativi⁶. E' il fenomeno conosciuto in letteratura come "la maledizione del vincitore": il vincitore è anche colui che ha assegnato la stima più alta al valore comune e ne trae profitti negativi. Onde evitare tale esito, un agente razionale sceglierà di affrontare la

¹ Con l'espressione "attori del sistema elettrico" si fa riferimento a: il TSO, i distributori e gli operatori (produttori, grossisti e venditori).

² Misurato dal Valore Attuale Netto (VAN) o dal Tasso Implicito di Rendimento (TIR).

³ Secondo lo schema concettuale della teoria delle aste.

⁴ Quantomeno sulle sue componenti principali quali i ricavi attesi sui mercati dell'energia e dei servizi o sui costi originati dall'incertezza regolatoria.

⁵ In tal caso, il valore del bene per il partecipante è funzione delle sue sole informazioni private.

⁶ Non essendo conoscibile il valore comune dell'investimento.

competizione con maggiore cautela. I difetti informativi del mercato elettrico, quindi, in assenza di interventi correttivi, ingenerano un elevato livello di rischio per gli investitori (razionali) inducendoli a sotto-dimensionare gli investimenti in capacità produttiva;

- b. i costi di investimento in capacità produttiva sono eminentemente costi affondati (sunk cost) - cioè costi non più recuperabili uscendo dal mercato - poiché trattasi di investimenti in impianti per uso specifico non destinabili ad altro uso se non quello per cui sono stati concepiti; ciò costituisce una potenziale barriera all'entrata poiché accresce ulteriormente il livello di rischio per i nuovi entranti;
- c. la rigidità della domanda di energia elettrica, il ritardo temporale⁷ nell'adeguamento del parco elettrico ai segnali di scarsità o di eccesso di offerta del mercato elettrico e l'assenza di stoccaggio nel sistema elettrico amplificano gli effetti del ciclo degli investimenti in misura incomparabile con altri settori (ove, per esempio, lo stoccaggio smorza gli effetti del ciclo); ciò è causa, nelle fasi di scarsità di capacità produttiva (in cui tutti i produttori sono pivotali ai fini del soddisfacimento del fabbisogno atteso di capacità⁸), di trasferimenti massicci e repentini di ricchezza dai consumatori ai produttori: trasferimenti di ricchezza che non sono né economicamente sostenibili né politicamente accettabili. Non solo: l'elevata volatilità dei ricavi sui mercati "spot" dell'energia e dei servizi causata dalla sporadicità e imprevedibilità degli eventi di scarsità accresce ulteriormente il livello di rischio per gli investitori e, quindi, deprime – ceteris paribus – il livello degli investimenti in capacità produttiva;
- d. l'avversione al rischio dei consumatori rende quasi impossibile concludere contratti a lungo termine e ciò distorce le scelte di investimento fra le molteplici fonti di generazione. L'elevato grado di correlazione fra i prezzi dell'elettricità e del gas riduce, infatti, il livello di rischiosità degli investimenti in impianti alimentati a gas naturale rispetto a quello degli investimenti in impianti alimentati da altre fonti: ciò in quanto assicura un alto grado di auto-copertura (*self-hedging*). Di più: investire in un nuovo impianto a gas ha un'esternalità positiva per l'investitore poiché incrementa potenzialmente la correlazione fra i prezzi dell'elettricità e del gas con la conseguenza di ridurre la volatilità degli *spark spread* attesi del nuovo impianto a gas. La flessibilità operativa di certe tecnologie di generazione a gas aggiunge altresì valore all'investimento perché consente di fare arbitraggio fra i prezzi dell'elettricità e del gas qualora si realizzi una combinazione di bassi prezzi dell'elettricità e alti prezzi del gas che renda non profittevole produrre. Nell'impossibilità di concludere contratti a lungo termine, la forte correlazione fra prezzi dell'elettricità e del gas tende quindi a distorcere la composizione (mix di tecnologie e fonti) del parco elettrico nazionale - ossia dell'insieme dei portafogli degli investitori - rispetto a quella socialmente ottimale.

2.5 I fallimenti del mercato elettrico nel suo ruolo di coordinatore delle scelte di investimento degli attori del sistema richiedono che il regolatore intervenga per porvi rimedio al fine di assicurare l'adeguatezza del sistema elettrico. Affinché

⁷ Normalmente non inferiore a tre anni.

⁸ E' il fabbisogno di capacità per soddisfare la domanda attesa di energia elettrica e il relativo margine di riserva.

l'azione del regolatore sia efficace rispetto all'obiettivo occorre che la regolazione adotti strumenti idonei a colmare i difetti informativi del mercato e incrementare il grado di coordinamento tra le scelte di investimento degli attori del sistema elettrico.

- 2.6 Come già anticipato nei precedenti documenti di consultazione, la proposta dell'Autorità si basa sull'istituzione di un mercato della capacità produttiva, che, offrendo agli operatori segnali di prezzo e opportunità di copertura di lungo termine, consenta loro di ridurre i rischi dei corrispondenti investimenti e di incrementare la contendibilità del mercato sul medesimo orizzonte temporale.

3 Confronto con esperienze internazionali consolidate

- 3.1 Onde confrontarsi con esperienze caratterizzate da un sufficiente livello di maturità (almeno cinque anni di esiti di procedure competitive) e trasparenza (dati e informazioni dettagliate nonché pubblicamente e facilmente accessibili), l'Autorità ha analizzato i tratti qualificanti dei sistemi di remunerazione delle risorse di capacità concepiti rispettivamente da *ISO New England* (di seguito: ISO-NE)⁹ e *PJM Interconnection* (di seguito: PJM)¹⁰ e approvati dalla *Federal Energy Regulatory Commission* (di seguito: FERC). Si tratta rispettivamente del *Forward Capacity Market* (di seguito: FCM) dell'ISO-NE e del *Reliability Pricing Model* (di seguito: RPM) del PJM.

- 3.2 Per schematizzare il funzionamento dei sistemi di remunerazione di cui al 3.1 si farà ricorso alla seguente griglia concettuale:

- a. Definizione dell'obiettivo di adeguatezza;
- b. Allocazione dell'obiettivo di adeguatezza;
- c. Contratto standard di approvvigionamento di risorse di capacità: diritti e obblighi;
- d. Procedure di approvvigionamento di risorse di capacità;
- e. Modalità di aggiustamento delle previsioni e rinegoziazione delle obbligazioni assunte;
- f. Risultati conseguiti.

Poiché il FCM e il RPM hanno molti tratti in comune, la sintesi che segue, ove non diversamente specificato, si riferisce ad ambo i mercati.

Definizione dell'obiettivo di adeguatezza

⁹ ISO New England è una Regional Transmission Organization (RTO) che gestisce la rete di trasmissione e il mercato elettrico all'ingrosso di Connecticut, Maine, Massachusetts, New Hampshire, Rhode Island and Vermont.

¹⁰ PJM Interconnection è una Regional Transmission Organization (RTO) che gestisce la rete di trasmissione e il mercato elettrico all'ingrosso di tutto o parte del Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia and the District of Columbia.

- 3.3 Il soggetto cui è intestato l'obbligo di definire l'obiettivo di adeguatezza è la *Regional Transmission Organization* (RTO) che assume in sé sia le prerogative di gestore della rete di trasmissione che le prerogative di gestore del mercato all'ingrosso.
- 3.4 Prima di ciascuna asta di capacità, la RTO determina il fabbisogno di capacità per l'intero sistema e per ciascuna zona (le *Import Constrained Load Zone* del FCM e le *Constrained Locational Deliverability Area* del RPM) per il periodo di impegno della capacità¹¹ (di seguito: periodo di consegna) cui la suddetta asta si riferisce.
- 3.5 La RTO calcola il fabbisogno di capacità in modo tale che la probabilità di disconnessione dei clienti non interrompibili dovuta a carenza di risorse di capacità – cosiddetta *Loss of Load Expectation* o LOLE¹² - sia, in media, non superiore a un giorno in dieci anni. Il soddisfacimento di questo obiettivo di adeguatezza è valutato su base probabilistica in maniera tale che la LOLE sia non superiore a 0,1 giorni l'anno. La previsione di fabbisogno di capacità elaborata dalla RTO deve rispettare tale obiettivo di adeguatezza per ogni periodo di consegna.
- 3.6 Il fabbisogno di capacità è anzitutto calcolato in termini di capacità installata (*Installed Capacity* o ICAP). Diversamente dall'ISO-NE, il PJM traduce poi tale fabbisogno di capacità installata in termini di fabbisogno di capacità disponibile in probabilità (*Unforced Capacity* o UCAP) moltiplicandolo per un coefficiente pari al complemento ad uno della media¹³ dei tassi di accidentalità (*Equivalent Forced Outage Rate* o EFORD) delle unità di generazione nuove o già esistenti previste in esercizio commerciale nel periodo di consegna.

Allocazione dell'obiettivo di adeguatezza

- 3.7 Il dovere di perseguire l'obiettivo di adeguatezza ricade sulla RTO che vi provvede organizzando apposite aste di capacità (ossia mercati centralizzati della capacità) e ripartendone i costi sui venditori (le *Load Serving Entity* o LSE) in proporzione al rispettivo obbligo a pagare la capacità approvvigionata dalla RTO.
- 3.8 Ai fini del calcolo dell'obbligo di cui al punto 3.7, il fabbisogno di capacità zonale di cui al punto 3.4 è allocato pro-quota alle LSE in proporzione al rispettivo contributo per zona¹⁴ al picco di carico di sistema. Il **Box n°1** approfondisce, a titolo esemplificativo, la metodologia di allocazione del fabbisogno di capacità zonale adottata nel FCM.
- 3.9 L'obbligo di una LSE di cui al punto 3.7 afferente uno specifico periodo di consegna è opportunamente aggiustato per gli eventuali obblighi acquisiti (+) o ceduti (-) bilateralmente nonché per le risorse di capacità auto-programmate (-) nelle aste di capacità afferenti il medesimo periodo. Tale obbligo "aggiustato" è assegnato

¹¹ In ambo i sistemi è un periodo di 12 mesi che inizia il 1° giugno di un anno di calendario e termina il 31 maggio dell'anno di calendario successivo.

¹² E' l'equivalente americano della probabilità di perdita del carico o PPC di cui al punto 2.4 del DCO 10/09.

¹³ E' una media quinquennale (ultimi 5 anni disponibili prima dell'asta di capacità) ponderata per la capacità e il tempo atteso di servizio di ciascuna unità di generazione.

¹⁴ Si fa riferimento alle zone in cui è ripartito il mercato della capacità.

dalla RTO a ciascuna LSE per ogni zona e per ogni mese (FCM) o giorno (RPM) del periodo di consegna.

- 3.10 Ciascuna LSE è tenuta a pagare un corrispettivo pari al suo obbligo “netto” zonale mensile (FCM) o giornaliero (RPM) valorizzato al prezzo zonale della capacità (il “*Net Regional Clearing Price*” del FCM o il “*Final Zonal Capacity Price*” del RPM). Il **Box n°1** illustra, a titolo esemplificativo, il calcolo del suddetto corrispettivo nel FCM.

Box n° 1 – FCM (ISO-NE): Obbligo “netto” di una LSE e corrispettivo a carico di una LSE

Obbligo

L’obbligo di una LSE ai fini del FCM (*Capacity Load Obligation*) è pari al suo Fabbisogno di Capacità, aggiustato per eventuali obblighi acquisiti (+) o ceduti (-) bilateralmente nonché per le sue risorse di capacità auto-programmate (-).

Il Fabbisogno di Capacità di una LSE è calcolato come prodotto delle seguenti quantità:

- 1) il *fabbisogno di capacità della zona*;
- 2) il rapporto tra la somma dei contributi annuali della LSE al carico di punta annuale del sistema, nella zona, per l’anno antecedente a quello cui l’impegno di capacità si riferisce, e la somma dei contributi annuali di tutte le LSE al carico di punta annuale del sistema, nella zona, per l’anno antecedente a quello cui l’impegno di capacità si riferisce.

Il *fabbisogno di capacità della zona* per ciascun mese e zona è calcolato come prodotto delle seguenti quantità:

- 1) la somma di tutti gli impegni di capacità assunti nel sistema da risorse di capacità (*Capacity Supply Obligations*);
- 2) il rapporto tra la somma dei contributi annuali di tutte le LSE al carico di punta annuale del sistema, nella zona, per i due anni antecedenti a quello cui l’impegno di capacità si riferisce, e la somma dei contributi annuali di tutte le LSE al carico di punta annuale del sistema, per i due anni antecedenti a quello cui l’impegno di capacità si riferisce.

Corrispettivo

Il corrispettivo a carico di una LSE è pari al prodotto tra:

- 1) la sua *Capacity Load Obligation* nella zona;
- 2) il cosiddetto “*Net Regional Clearing Price*” pari al rapporto tra
 - la somma di tutti i pagamenti - aggiustati per le *Peak Energy Rents* (vedi Box n. 4) - erogati per impegni di capacità assunti da risorse di capacità nella zona;
 - la somma di tutti gli impegni di capacità assunti da risorse di capacità nella zona (ad eccezione di quelli attribuibili a risorse di capacità auto-programmate).

Contratto standard di approvvigionamento di risorse di capacità: diritti e obblighi

- 3.11 I contratti di approvvigionamento di risorse di capacità¹⁵ sono stipulati in esito a procedure d’asta¹⁶ che hanno luogo circa tre anni prima del periodo di consegna e la durata del periodo di consegna è pari a un “anno elettrico”,¹⁷.

¹⁵ Nei sistemi in esame il concetto di risorse di capacità include la capacità di generazione, la capacità rinveniente da programmi di efficienza energetica o di interrompibilità dei carichi e la capacità di importazione.

¹⁶ La Forward Capacity Auction del FCM e la Base Residual Auction del RPM.

¹⁷ L’espressione “anno elettrico” designa un periodo di 12 mesi che inizia il 1° giugno di un anno di calendario e termina il 31 maggio dell’anno di calendario successivo.

3.12 Ciascuna risorsa di capacità di generazione contrattualizzata¹⁸ ha l’obbligo di offrire sia nel *Day-Ahead Energy Market* (mercato del giorno prima) che nel *Real-Time Energy Market* (mercato del tempo reale) un ammontare di capacità non inferiore all’ammontare di capacità offerta ed accettata all’asta (di seguito: capacità impegnata). A tali obblighi sono implicitamente connessi i meccanismi di decurtazione delle “rendite” di cui ai punti 3.20 e 3.21. L’esonero da tali obblighi è previsto esclusivamente nei periodi di manutenzione programmata autorizzati dalla RTO nel rispetto di prefissati standard di efficienza. Il **Box n°2** esemplifica i requisiti fissati dall’ISO-NE per l’autorizzazione delle manutenzioni programmate delle risorse di capacità di generazione contrattualizzate.

Box n°2 – Manutenzioni programmate nel New England

Le ore di manutenzione ammesse durante il periodo di consegna sono calcolate per le diverse tipologie di risorse e non devono eccedere il limite massimo fissato per uno o più anni a seconda della tipologia di risorsa considerata.

Come illustrato nella tabella seguente (*Unit Maintenance Allotment Values*), per ogni tipologia di risorsa sono definite le seguenti grandezze (*):

- la durata (in anni) del *Major Maintenance Period*;
- il limite massimo di ore di manutenzione per il *Major Maintenance Period*;
- il limite massimo di ore di manutenzione per ciascun anno appartenente al *Major Maintenance Period*.

Exemption Group	Maximum Hours per Major Maintenance Period	Major Maintenance Period (years)	Maximum Hours per Power Year
Coal Fired Steam Plant - Subcritical	7,200	9	1,400
Coal Fired Steam Plant - Supercritical	8,400	9	1,700
Oil and Dual-fired Steam Plant - Subcritical	6,500	9	1,400
Oil and Dual-fired Steam Plant - Supercritical	7,700	9	1,700
Natural Gas Fired Steam Plant	6,500	9	1,400
Waste Fuel Fired Steam Plant	6,500	9	1,400
Combined Cycle Combustion Turbine Plant	5,000	9	1,400
Natural Gas Simple Cycle Turbine Plant	1,200	3	1,000
Jet Fuel Fired Simple Cycle Turbine Plant	1,200	3	1,000
Oil Fired Simple Cycle Turbine Plant	1,700	3	1,100
Internal Combustion Engine Plant	1,600	3	1,100
Nuclear Power Plant	2,500	3	1,400
Hydro Power Plant	6,900	10	2,000
Pumped Storage Power Plant	6,900	10	2,000

Fonte: ISO-NE, “FCM Maintenance Allotment Hours”

(*) Valori relativi ai periodi d’impegno 2010/2011 e 2011/2012.

3.13 Ulteriori vincoli di offerta sono previsti per evitare che gli operatori eludano l’impegno a rendere effettivamente disponibili le risorse di capacità di generazione

¹⁸ Cioè approvvigionata tramite le aste in cui si articola il mercato della capacità.

tramite la manipolazione dei relativi parametri tecnici. A titolo esemplificativo, le offerte presentate nel *Day-Ahead Energy Market* da risorse di capacità di generazione contrattualizzate nel FCM devono soddisfare uno dei seguenti requisiti:

- a. la somma fra tempo minimo di preavviso, tempo di avviamento, tempo minimo di permanenza in servizio e tempo di spegnimento deve essere non superiore a 72 ore;
 - b. ove la risorsa non soddisfi il criterio sub a, è obbligata a offrire nel *Day-Ahead Energy Market* un ammontare di capacità almeno pari al suo minimo tecnico-economico a prezzo nullo oppure ad auto-programmarsi nel *Day-Ahead Energy Market* per un ammontare non inferiore al suo minimo tecnico-economico.
- 3.14 Oltre agli obblighi di cui ai punti precedenti, ciascuna risorsa di capacità è soggetta alla misurazione delle proprie performance e all'applicazione di penali in caso di performance sotto gli standard. Gli indici di misurazione della performance sono differenti per il FCM e per il RPM. Ai fini del presente documento è sufficiente evidenziare che le penali previste dal FCM possono al massimo comportare la restituzione integrale dell'importo riconosciuto annualmente alla risorsa di capacità contrattualizzata mentre le penali previste dal RPM comportano, per ogni MW-giorno deficitario, la restituzione dell'importo riconosciuto per MW-giorno alla risorsa di capacità contrattualizzata maggiorato del massimo fra il 20% di tale importo e 20 \$/MW-giorno. Si rinvia al **Box n°3** per un approfondimento dell'indice usato nel FCM e della relativa penale.

Box n° 3 – Valutazione delle performance e penali nel FCM (ISO-NE)

Performance

Le valutazioni delle performance per le risorse di generazione si basano, in ciascun mese, sulla disponibilità di tali risorse durante gli eventi di scarsità (ore in cui non è possibile soddisfare sia il fabbisogno di energia sia quello di riserva) verificatisi nello stesso mese. Per ogni evento di scarsità, l'ISO calcola il cosiddetto *Shortage Event Availability Score*, definito come il rapporto tra le seguenti quantità:

- 1) il prodotto tra l'*Availability Score orario* della risorsa ed il numero di minuti di scarsità nell'ora;
- 2) il numero totale di minuti dell'evento di scarsità.

L'*Availability Score* orario della risorsa, espresso in valore percentuale e non superiore al 100%, è definito come la somma dei MW della risorsa disponibili nell'ora e opportunamente aggiustati, divisi per l'impegno di capacità della risorsa.

Penali

Se nel mese di riferimento non si verifica alcun evento di scarsità, nessuna penale è applicata; in caso contrario, ogni risorsa che non rispetta i propri impegni di capacità (*Capacity Supply Obligation*) durante un evento di scarsità, è soggetta all'applicazione di penali.

Per le risorse di generazione, la penale si basa sul *clearing price* della zona in cui la risorsa è collocata. Sono inoltre previsti dei cap applicabili al totale delle penali attribuibili a ciascuna risorsa.

In particolare, la penale è definita nel modo seguente:

Penale = pagamenti annuali della risorsa * PF * (100% - Shortage Event Availability Score)

dove:

- i "pagamenti annuali della risorsa" sono pari al prodotto tra gli impegni di capacità complessivamente assunti (MW), il *capacity clearing price* della FCA (\$/MW-mese) ed il numero di mesi dell'anno (12);
- il *penalty factor* dell'evento di scarsità (PF) è pari al 5% per eventi non superiori alle 5 ore, ed incrementato dell'1% per ogni ora oltre le 5.
- Shortage Event Availability Score è l'indice descritto sopra.

Cap

L'applicazione delle penali è soggetta al rispetto di cap giornalieri, mensili e relativi all'intero periodo d'impegno, definiti nel modo seguente:

Cap giornaliero = pagamenti annuali della risorsa * 10%

La penale giornaliera è dunque pari al minimo tra la penale ed il cap giornaliero.

Cap mensile = 2,5 * pagamenti annuali della risorsa / 12

La penale mensile preliminare è dunque pari al minimo tra la somma delle penali giornaliere relative al mese di riferimento ed il cap mensile.

Cap Annuo = pagamenti annuali della risorsa - aggiustamento annuale per le PER (illustrato nel **Box n°4**)

La penale mensile finale deve garantire che la somma delle penali mensili pagate fino al mese di consegna in esame sia non superiore al Cap Annuo.

3.15 A fronte degli obblighi di cui ai punti precedenti, le risorse di capacità contrattualizzate hanno diritto di ricevere dei pagamenti per gli ammontari di capacità impegnati in esito alle aste in cui si articola il mercato della capacità.

- 3.16 I pagamenti sono calcolati in maniera differente per le diverse categorie di risorse: risorse di capacità di generazione, risorse di capacità di generazione non programmabili, risorse di capacità di importazione, risorse di domanda. Ai fini del presente documento, ci limiteremo a illustrare la metodologia di calcolo dei pagamenti spettanti a risorse di capacità di generazione contrattualizzate.
- 3.17 Il pagamento è costituito dal prodotto fra l'ammontare di capacità impegnata ed il prezzo della capacità determinati in esito all'asta. Il pagamento è rateizzato mensilmente¹⁹ e decurtato delle rendite percepibili nel *Real-Time Energy Market* e negli *Ancillary Service Markets* (mercati dei servizi ancillari²⁰) da un'unità proxy assunta a riferimento per il calcolo del costo di un nuovo ingresso (*Cost of New Entry* o CONE). L'unità proxy prescelta è un ipotetico impianto termoelettrico turbogas a ciclo aperto con rendimento standard rappresentativo della tecnologia marginale.
- 3.18 Il riferimento al *Real-Time Energy Market* per il calcolo delle rendite è coerente con l'architettura del *Day-Ahead Energy Market* e del *Real-Time Energy Market*. Entrambi i mercati adottano la stessa regola di determinazione del *clearing price*: ciascuna offerta accettata è remunerata al relativo prezzo marginale nodale (*Locational Marginal Price* o LMP). Gli scostamenti fra quantità accettate nel *Day-Ahead Energy Market* e quantità accettate nel *Real-Time Energy Market* sono regolati al *Clearing Price* di quest'ultimo (*two-settlement system*). Il *Day-Ahead Energy Market*, infine, permette di presentare offerte puramente finanziarie per fare arbitraggio sui prezzi del *Real-Time Energy Market*. Ciò fa sì che i prezzi dei due mercati tendano a convergere.
- 3.19 Le metodologie di calcolo e decurtazione delle rendite percepibili dall'unità proxy sono profondamente differenti nei due sistemi.
- 3.20 Il FCM calcola le rendite per MWh percepibili dall'unità proxy nel periodo di consegna (*Peak Energy Rents* o PER) ipotizzando che sia localizzata sullo stesso nodo in cui è localizzata la risorsa di capacità di generazione contrattualizzata. Le PER orarie sono pari all'eventuale differenza positiva fra il prezzo orario marginale nodale del *Real-Time Energy Market* (*Locational Marginal Price* o LMP) e il prezzo di esercizio (*Strike Price*), riproporzionata in funzione del rapporto fra il carico orario e il carico di punta (*Scaling factor*) e di un fattore prefissato di disponibilità (*Availability factor*). Il pagamento mensile spettante a una risorsa di capacità di generazione è aggiustato per le PER, ossia decurtato del prodotto fra la media rolling sugli ultimi 12 mesi (incluso il mese di consegna) delle PER mensili²¹ e l'ammontare di capacità impegnata. Il **Box n°4** illustra nel dettaglio le formule di calcolo delle PER.

¹⁹ Nel FCM è calcolato e fatturato mensilmente mentre nel RPM è calcolato su base giornaliera e fatturato mensilmente.

²⁰ Si tratta essenzialmente dei mercati della riserva secondaria e terziaria e del mercato della regolazione di tensione.

²¹ Somma delle PER orarie sulle ore del mese.

Box n° 4 – Restituzione delle Peak Energy Rents (PER) nel FCM (ISO-NE)

Il calcolo delle PER da decurtare dal pagamento mensile (“premio”) prevede i seguenti passi.

PER Orarie

PER Orarie (\$/kW) = MAX {0 ; [(LMP - Strike Price) * Scaling Factor * Availability Factor]}

Dove:

LMP = Prezzo marginale dell’energia elettrica nel nodo in cui è localizzata la risorsa in esito al *Real-Time Energy Market*;

Strike Price = prodotto tra il tasso di rendimento dell’unità *proxy* e il costo del combustibile dell’unità *proxy*;

Scaling factor = rapporto tra il carico orario del sistema e il carico di picco del sistema ridotto delle risorse di domanda (carichi interrompibili);

Availability Factor = 95%.

PER Mensili

Per ciascun mese di consegna, la somma delle PER orarie determina le PER mensili.

PER Medie Mensili

Per ciascun mese di consegna, le PER medie mensili sono pari alla media rolling delle PER mensili degli ultimi 12 mesi incluso il mese di consegna.

Aggiustamento per le PER (PER Adjustment)

Per ciascun mese di consegna e ciascuna risorsa di capacità, la decurtazione delle PER è calcolata come segue:

$PER\ Adjustment = \min(PER\ cap; PER\ media\ mensile \times PER\ Capacity\ Supply\ Obligation)$

Dove

PER cap = per ciascuna risorsa è pari alla somma algebrica del pagamento riconosciuto nella FCA (+) e l’ammontare netto dell’insieme degli impegni di capacità acquistati o ceduti successivamente alla FCA valorizzati al *clearing price* della FCA con riferimento al medesimo periodo di consegna. Se tale valore è negativo, il PER cap è pari a zero;

PER Capacity Supply Obligation = è pari al massimo tra zero e l’impegno di capacità al netto della capacità delle risorse auto-programmate.

Aggiustamento annuale per le PER

È calcolato come la somma degli aggiustamenti per le PER fino al mese corrente e dell’aggiustamento per le PER del mese corrente moltiplicato per il numero di mesi rimanenti nel periodo di consegna.

3.21 Il RPM, invece, calcola le rendite percepibili dall’unità proxy ex-ante e le decurta dal CONE. Sul ruolo del CONE in ambo i mercati (FCM e RPM) si tratterà estensivamente nella sezione sulle procedure di approvvigionamento di risorse di capacità. Qui è sufficiente anticipare che il RPM calcola la media storica - sugli ultimi tre anni di calendario antecedenti l’asta - delle rendite percepibili dall’unità proxy (*Net Energy & Ancillary Services Revenue* o Net E&AS Revenue) e la defalca dal CONE per definire il cosiddetto *netCONE*. Il **Box n°5** illustra nel dettaglio le formule di calcolo del *netCONE*.

Box n°5 – Determinazione del netCONE

Il *netCONE* rappresenta il prezzo necessario per attrarre nuove entrate in una determinata zona. La sua determinazione si basa sul *CONE*, il cui valore include i costi di capitale relativi agli impianti ed i costi fissi stimati di funzionamento e manutenzione. Il *CONE* rappresenta, per l'unità di riferimento, i ricavi annuali che garantirebbero un adeguato rendimento del capitale e che coprirebbero i suddetti costi di funzionamento e manutenzione.

Per calcolare il *netCONE*, il *CONE* deve essere ridotto della cosiddetta *Net Energy & Ancillary Services Revenue*; quest'ultima rappresenta i margini attesi rispetto ai costi variabili di produzione che l'unità di riferimento dovrebbe conseguire nel *Real-Time Energy Market* e negli *Ancillary Service Market*.

La tabella seguente riporta il calcolo del Net *CONE* per le tre tecnologie Turbogas (CT), Ciclo combinato (CC), tradizionale a carbone (Coal), dove la prima è quella di riferimento.

2007	EMAAC			SWMAAC			RTO		
	CT	CC	Coal	CT	CC	Coal	CT	CC	Coal
RT Energy Margin*	\$34,539	\$102,276	\$301,722	\$57,715	\$132,416	\$342,136	\$18,335	\$61,271	\$219,633
Synchronized	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Regulation	\$0	\$0	\$1,172	\$0	\$0	\$1,172	\$0	\$0	\$1,172
Reactive	\$2,154	\$3,094	\$2,350	\$2,154	\$3,094	\$2,350	\$2,154	\$3,094	\$2,350
Total Net E&AS Revenue (\$/MW-year)	\$36,693	\$105,370	\$305,244	\$59,869	\$135,510	\$345,658	\$20,489	\$64,365	\$223,155
Levelized Cost (\$/MW-year)	\$90,656	\$143,600	\$359,750	\$90,656	\$143,600	\$359,750	\$90,656	\$143,600	\$359,750
Cost Not Covered by E&AS Revenues (\$/MW-year)	\$53,963	\$38,231	\$54,506	\$30,788	\$8,091	\$14,092	\$70,167	\$79,235	\$136,595
Net Cost of Entry (\$/MW-day)	\$148	\$105	\$149	\$84	\$22	\$39	\$192	\$217	\$374

Fonte: "PJM 2007 State of the Market Report"

3.22 La metodologia di cui al punto 3.21 è difficilmente giustificabile sotto il profilo teorico e merita un approfondimento. La versione originaria del RPM, sottoposta all'approvazione della FERC, proponeva che il PJM elaborasse una previsione della Net E&AS Revenue percepibile dall'unità proxy nel periodo di consegna tramite apposite simulazioni di mercato. La metodologia proposta è stata però rigettata dalla FERC poiché troppo speculativa e non sufficientemente trasparente verso gli operatori. La metodologia di compromesso approvata dalla FERC prevede, invece, il calcolo della Net E&AS Revenue su base storica pur se nulla dice circa le rendite percepibili dall'unità proxy nel futuro periodo di consegna. Nel 2008, il PJM ha commissionato uno studio²² (di seguito: *Review of PJM's Reliability Pricing Model*) per riesaminare, fra l'altro, gli elementi chiave dell'architettura del RPM ai fini di valutarne l'efficacia nel conseguire gli obiettivi del RPM. Le raccomandazioni degli estensori dello studio su tale elemento sono state estremamente chiare:

- a. Stimare la Net E&AS Revenue su base prospettica invece che storica;
- b. Prevedere l'allineamento ex-post della Net E&AS Revenue stimata all'effettiva Net E&AS Revenue del periodo di consegna.

3.23 Laddove le raccomandazioni di cui al punto 3.22 fossero recepite dal PJM, la metodologia di calcolo e decurtazione delle rendite percepibili dall'unità proxy adottata dal RPM e quella adottata dal FCM tenderebbero a convergere verso una

²² The Brattle Group, *Review of PJM's Reliability Pricing Model (RPM)*, June 30 2008 (prepared for PJM Interconnection L.L.C.).

metodologia di calcolo e decurtazione delle rendite misurabili ex-post. Quest'ultima metodologia sarebbe, peraltro, l'unica idonea a trasferire il rischio derivante dalla volatilità delle rendite future percepibili dalla risorsa di capacità al sistema elettrico (ossia dall'investitore alla RTO) a fronte del riconoscimento del "premio" di cui al punto 3.17.

Procedure di approvvigionamento di risorse di capacità

3.24 Le risorse di capacità sono approvvigionate dalla RTO tramite procedure d'asta. L'architettura di ambo i mercati fa perno su un'asta "madre" a partecipazione obbligatoria per le risorse di capacità di generazione esistenti e facoltativa per le altre risorse di capacità²³. L'asta "madre" aggiudica contratti a termine di capacità con orizzonte di pianificazione triennale²⁴, periodo di consegna annuale e luogo di consegna zonale. All'asta "madre" fanno seguito nei tre anni successivi dell'orizzonte di pianificazione, tre aste di "aggiustamento" per la negoziazione di contratti a termine di capacità afferenti lo stesso periodo e luogo di consegna ma con orizzonte di pianificazione proporzionalmente ridotto (la prima ha un orizzonte di pianificazione di due anni, la seconda di un anno, la terza di pochi mesi). I due mercati differiscono però su due punti qualificanti: la tipologia d'asta e la struttura della domanda nell'asta.

3.25 L'asta "madre" del FCM è denominata Forward Capacity Auction (di seguito: FCA). Come tipologia è una *simultaneous multi-round descending-clock auction* cioè un'asta aperta discendente multi-sessione usata per determinare simultaneamente i prezzi di mercato (*clearing price*) della capacità in ciascuna zona. Il numero di sessioni può variare da 1 a 8 al giorno per un massimo di 5 giorni consecutivi. In ogni sessione, il banditore definisce un prezzo iniziale e un prezzo finale. Il prezzo iniziale di ogni sessione è pari al prezzo finale della sessione antecedente. La curva di offerta di capacità è una funzione a gradini non decrescente rispetto al prezzo. Ciascuna risorsa di capacità di generazione esistente è automaticamente offerta a prezzo nullo nel FCM salvo si avvalga di una delle facoltà di de-listing delineate al **Box n°6**. Ciascuna nuova risorsa di capacità di generazione deve invece presentare un'offerta articolabile in un massimo di cinque blocchi (coppie prezzo-quantità). La quantità cumulata offerta in corrispondenza del prezzo iniziale di una sessione non può essere superiore alla quantità cumulata offerta in corrispondenza del prezzo finale della sessione antecedente. I prezzi di offerta sono delimitati da un collare (*collar*), ossia: il prezzo iniziale della prima sessione è non superiore a un cap pari al 200% del CONE e il prezzo finale dell'ultima sessione è non inferiore a un floor pari al 60% del CONE. Il meccanismo d'asta adottato nel FCM è illustrato nel **Box n°6**. La curva di domanda di capacità è verticale - ossia rigida rispetto al prezzo - salvo talune regole che introducono un limitato grado di elasticità delineate al **Box n°7**. Il fabbisogno di capacità della RTO è quindi fisso (*Fixed Resource Requirement* o FRR). Il prezzo annunciato dal banditore continua a scendere durante ogni sessione e di sessione in sessione fintantoché l'eccesso di offerta rispetto alla domanda si annulla. Quando un prezzo annulla l'eccesso di offerta in una zona ma non nel sistema, l'asta termina per quella zona e prosegue per le restanti zone: questo prezzo è il *clearing price* della zona per

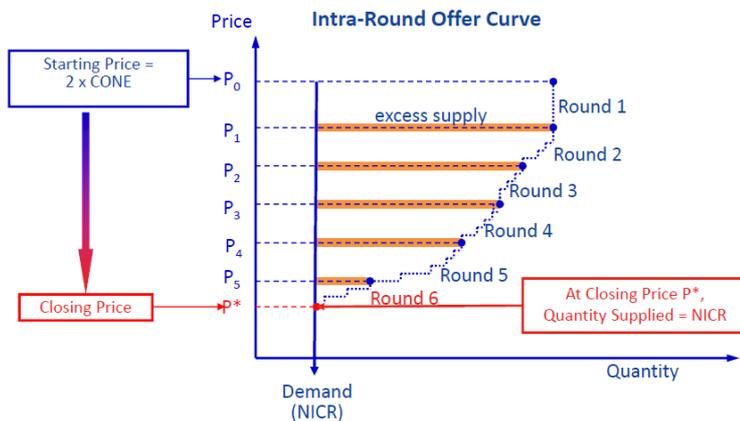
²³ Nuove risorse di capacità di generazione, risorse di capacità di importazione e risorse di domanda.

²⁴ L'asta ha infatti luogo con tre anni di anticipo rispetto al periodo di consegna.

cui l'asta si è chiusa. La FCA valorizza in definitiva tanti "prodotti" quante sono le zone in cui è suddiviso il FCM.

Box n° 6 – Meccanismo d'asta nel FCM

Per meglio illustrare il meccanismo d'asta discendente multisessione adottato nel New England, se ne riporta di seguito una rappresentazione grafica.



Fonte: ISO-NE, "Understanding capacity Supply Obligation"

Le risorse di capacità di generazione esistenti partecipanti all'asta possono presentare un'offerta a prezzo solo facendo *de-listing*. Esistono cinque tipologie di *de-listing*:

- 1) Le *Permanent delist bids* sono presentate durante il processo di qualificazione e non possono essere modificate nel corso della FCA. Tali offerte sono automaticamente validate se presentate a un prezzo non superiore a $1,25 \times \text{CONE}$; in caso contrario sono soggette all'esame ed alla validazione da parte dell'*Internal Market Monitoring Unit*. Se una *permanent delist bid* è accettata in fase d'asta, la relativa risorsa di capacità è esclusa in maniera permanente dal FCM;
- 2) Le *Static delist bids* sono presentate a un prezzo pari o superiore a $0,8 \times \text{CONE}$ durante il processo di qualificazione e non possono essere modificate nel corso della FCA. Tali offerte sono automaticamente validate se presentate a un prezzo pari a $0,8 \times \text{CONE}$; in caso contrario sono soggette all'esame ed alla validazione da parte dell'*Internal Market Monitoring Unit*. Se una *static delist bid* è accettata in fase d'asta, la relativa risorsa di capacità è esclusa per un anno dal FCM;
- 3) Le *Dynamic delist bid* sono offerte destinate a soddisfare le stesse esigenze delle *Static delist bids* ma che possono essere presentate nel corso della FCA esclusivamente a un prezzo inferiore a $0,8 \times \text{CONE}$;
- 4) Le *Export delist bids*, che includono le *Administrative export delist bids*, sono presentate durante il processo di qualificazione da risorse che intendono esportare capacità e non possono essere modificate nel corso della FCA. Tali offerte sono automaticamente validate se presentate a un prezzo non superiore a $0,8 \times \text{CONE}$; in caso contrario sono soggette all'esame ed alla validazione da parte dell'*Internal Market Monitoring Unit*.

In ogni caso, l'*Internal Market Monitoring Unit* può rifiutare offerte di *de-listing* presentate da risorse essenziali alla sicurezza del sistema.

Box n°7 – Curva di domanda nel FCM

Per limitare il potenziale esercizio del potere di mercato da parte di risorse di capacità esistenti, al verificarsi di determinate condizioni, si applicano regole speciali (“quantity rule”) che consentono di posporre l’approvvigionamento di una quota di domanda dalla FCA alle RA. In particolare, la curva di domanda della FCA, ossia il Net Installed Capacity Requirement (NICR), subisce degli aggiustamenti in funzione del range di prezzo in cui si collocano le offerte di *de-listing*.

Per le **Permanent delist bid**:

- se il *clearing price* è maggiore di $1,5 \times \text{CONE}$, nel caso in cui le offerte di *de-listing* siano indispensabili per la chiusura della FCA, la curva di domanda è ridotta di tali quantità ed il fabbisogno approvvigionato nell’asta è pari alla differenza tra il NICR e le suddette offerte di *de-listing*. La domanda non soddisfatta è posposta alle RA successive;
- se il *clearing price* è compreso tra $1,5 \times \text{CONE}$ e $1,25 \times \text{CONE}$, le offerte di *de-listing* accettate nella FCA crescono linearmente al diminuire del prezzo; la domanda non soddisfatta è posposta alle RA successive;
- se il *clearing price* è inferiore a $1,25 \times \text{CONE}$, le offerte di *de-listing* sono, ove necessario, accettate integralmente, dunque la domanda soddisfatta nella FCA risulta pari al NICR.

Per la **Static delist bid** e le **Export delist bid**:

- se il *clearing price* è maggiore di $1,2 \times \text{CONE}$, nel caso in cui le offerte di *de-listing* siano indispensabili per la chiusura della FCA, la curva di domanda è ridotta di tali quantità ed il fabbisogno approvvigionato nell’asta è pari alla differenza tra il NICR e le suddette offerte di *de-listing*. La domanda non soddisfatta è posposta alle RA successive;
- se il *clearing price* è compreso tra $1,2 \times \text{CONE}$ e $0,8 \times \text{CONE}$, le offerte di *de-listing* accettate nella FCA crescono linearmente al diminuire del prezzo; la domanda non soddisfatta è posposta alle RA successive;
- se il *clearing price* è inferiore a $0,8 \times \text{CONE}$, le offerte di *de-listing* sono, ove necessario, accettate integralmente, dunque la domanda soddisfatta nella FCA risulta pari al NICR.

Le quantity rule sono sintetizzate nella tabella seguente:

Price Range in Capacity Zone	Procured Quantity
Between Start Price and $1.5 \times \text{CONE}$	The full NICR quantity, assuming permanent, static, and dynamic delist bids do not clear the auction.
Between $1.5 \times \text{CONE}$ and $1.25 \times \text{CONE}$	The full NICR quantity plus a quantity of capacity to replace permanent delist bids in the primary auction that increases linearly from zero at $1.5 \times \text{CONE}$ to the full quantity of permanent delist bids accepted in the primary auction at $1.25 \times \text{CONE}$.
Between $1.2 \times \text{CONE}$ and $0.8 \times \text{CONE}$	The full NICR quantity and the full quantity of permanent delist bids plus a quantity of capacity to replace static delist bids in the primary auction that increases linearly from zero at $1.2 \times \text{CONE}$ to the full quantity of static delist bids accepted in the primary auction at $0.8 \times \text{CONE}$.
Below $0.8 \times \text{CONE}$	The full NICR quantity and all accepted permanent, static, and dynamic delist bids.

Fonte: ISO-NE, Brattle Group, “Internal Market Monitoring Unit Review of the Forward Capacity Market Auction Results and Design Elements”

Le quantity rule introducono elementi di elasticità in una curva di domanda essenzialmente rigida, posticipando alle RA il soddisfacimento di quote del NICR. L’effetto è visibile nel grafico seguente:



Fonte: ISO-NE, “Understanding capacity Supply Obligation”

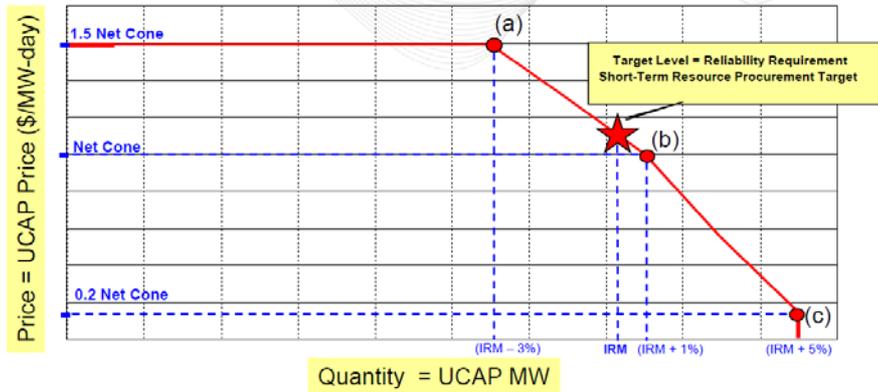
3.26 L'asta "madre" del RPM è denominata Base Residual Auction (di seguito: BRA). Come tipologia è una *sealed-bid uniform-price auction* cioè un'asta in busta chiusa a prezzo uniforme usata per determinare simultaneamente i prezzi di mercato (*clearing price*) della capacità in ciascuna zona. La curva di offerta di capacità è una funzione a gradini non decrescente rispetto al prezzo. Ciascuna risorsa di capacità di generazione (nuova o esistente) deve presentare un'offerta articolabile in un massimo di dieci blocchi (coppie prezzo-quantità). La quantità offerta di ciascuna risorsa di capacità di generazione è espressa in ICAP e convertita in UCAP utilizzando la media²⁵ dei tassi di accidentalità (EFORD) della risorsa stessa²⁶. La curva di domanda di capacità è inclinata - ossia elastica rispetto al prezzo. Il fabbisogno di capacità della RTO è quindi variabile (*Variable Resource Requirement* o VRR). Il VRR è costruito su tre punti di "ancoraggio" (coppie prezzo-quantità) basati sul valore del netCONE e sull'obiettivo di adeguatezza in ciascuna zona. La forma specifica del VRR è delineata al **Box n°8**. Qui è sufficiente evidenziare che il VRR pone un cap al prezzo di mercato pari al 150% del netCONE. L'intersezione tra la curva di offerta e la curva di domanda determina, per ciascuna zona, il relativo *clearing price*. La BRA valorizza in definitiva tanti "prodotti" quante sono le zone in cui è suddiviso il RPM.

²⁵ E' una media quinquennale (ultimi 5 anni disponibili prima dell'asta di capacità) ponderata per la capacità e il tempo atteso di servizio di ciascuna unità di generazione.

²⁶ Laddove non sussistano dati storici quinquennali dei tassi di accidentalità di una specifica unità di generazione, si fa ricorso a dati storici di categoria.

Box n° 8 – Variable Resource Requirement Curve

La curva VRR presenta l'andamento riportato nel grafico seguente:



Fonte: PJM, "Reliability Pricing Model Variable Resource Requirement (VRR) Curve"

I tre punti di "ancoraggio" della curva (a, b, c) sono determinati come riportato di seguito:

Point	Price (UCAP Price)	Quantity (UCAP MW)
a	$\frac{[1.5(CONE - E \& AS)]}{1 - Pool\ Wide\ EFORD}$	$\left[\frac{Re/Req \cdot (100\% + IRM - 3\%)}{(100\% + IRM)} \right] - \text{Forecast ILR Obligations}$
b	$\frac{[1.0(CONE - E \& AS)]}{1 - Pool\ Wide\ EFORD}$	$\left[\frac{Re/Req \cdot (100\% + IRM + 1\%)}{(100\% + IRM)} \right] - \text{Forecast ILR Obligation}$
c	$\frac{[0.2(CONE - E \& AS)]}{1 - Pool\ Wide\ EFORD}$	$\left[\frac{Re/Req \cdot (100\% + IRM + 5\%)}{(100\% + IRM)} \right] - \text{Forecast ILR Obligation}$

Fonte: PJM, "Reliability Pricing Model Variable Resource Requirement (VRR) Curve"

3.27 Il processo di qualificazione all'asta "madre" delle nuove risorse di capacità di generazione²⁷ prevede la possibilità di avvalersi di una facoltà non riconosciuta alle risorse di capacità di generazione esistenti. Una risorsa di capacità di generazione pianificata ha, infatti, la facoltà di estendere la durata del periodo di consegna fino a un massimo di 5 anni nel FCM e di 3 anni nel RPM. Laddove la risorsa si avvalga della predetta facoltà, il *clearing price* della capacità per la zona in cui la risorsa è localizzata definito in esito all'asta "madre" relativa al primo anno di consegna è utilizzato per la remunerazione della medesima risorsa anche per i successivi anni di consegna, salvo un aggiustamento annuale per l'inflazione dei costi di costruzione degli impianti²⁸. Il **Box n°9** illustra: i requisiti che una risorsa deve soddisfare per qualificarsi come nuova risorsa di capacità di generazione.

²⁷ Risorse progettate e o in fase di costruzione.

²⁸ Handy-Whitman Index of Public Utility Construction Costs.

Box n°9 – Requisiti per qualificarsi come nuova risorsa di generazione nel FCM (ISO-NE)

È qualificata come nuova risorsa di generazione:

- a) una risorsa di capacità pianificata (impianti progettati e autorizzati o in costruzione);
- b) una risorsa esistente che ha effettuato almeno uno dei seguenti interventi:
 - Ripotenziamento pari a (Max (+20%; +40MW))
 - Investimenti in ripotenziamento non inferiori a \$200/kW
 - Investimenti in “conformità ambientale” non inferiori a \$100/kW
- c) Un incremento di potenza superiore al 2% e inferiore al Max (+20%; +40MW), e investimento non inferiore a \$200/kW (solo l’incremento della potenza è considerato nuova capacità);
- d) Una ripristino di capacità dismessa da almeno 3 anni (solo il ripristino è considerato come nuova capacità) .

3.28 Le scelte di cui ai punti da 3.24 a 3.26 meritano un approfondimento per meglio comprenderne la logica sottostante. Un breve salto nel passato servirà allo scopo. Nel 2004, PJM, ISO-NE e NYISO²⁹ commissionarono uno studio³⁰ dettagliato (di seguito: *Central Resource Adequacy Markets For PJM, NY-ISO AND NE-ISO*) del cosiddetto *Centralized Resource Adequacy Market Model* che era stato sviluppato e proposto da un gruppo interregionale di esperti di PJM, NYISO e ISO-NE. La proposta mirava a istituire tre mercati centralizzati della capacità che gestiti in maniera coordinata da PJM, NYISO e ISO-NE. Agli estensori dello studio fu richiesto di esprimersi su quattro aspetti chiave:

- a. la lunghezza dell’orizzonte di pianificazione della capacità (ossia dell’anticipo dell’asta rispetto al periodo di consegna);
- b. la lunghezza del periodo di impegno della capacità (ossia del periodo di consegna);
- c. la percentuale di fabbisogno di capacità da approvvigionare in ogni asta;
- d. la tipologia di asta.

3.29 Le raccomandazioni finali dello studio “*Central Resource Adequacy Markets For PJM, NY-ISO AND NE-ISO*” furono in estrema sintesi le seguenti:

- a. prevedere un orizzonte di pianificazione **triennale**;
- b. prevedere un periodo di consegna **triennale**;
- c. approvvigionare rolling circa **1/3** del fabbisogno di capacità annuo in ciascuna delle tre aste “madri” afferenti i periodi di consegna che inglobano l’anno in esame;
- d. usare una ***multi-round descending-clock auction***.

²⁹ E’ l’Independent System Operator (ISO) che gestisce la rete di trasmissione e il mercato elettrico all’ingrosso di New York.

³⁰ NERA, *Central Resource Adequacy Markets For PJM, NY-ISO AND NE-ISO*, February 2004.

3.30 Con riferimento alla scelta della tipologia di asta, lo studio “*Central Resource Adequacy Markets For PJM, NY-ISO AND NE-ISO*” evidenziò che la *multi-round descending-clock auction* ha un vantaggio rispetto a una *sealed-bid uniform-price auction*: l’offerente può rimodulare la sua offerta in ogni sessione in base alle informazioni estratte dalle sessioni precedenti. Questo processo di scoperta dei prezzi incrementa l’efficienza e facilita la stima del valore comune dell’investimento di cui al punto 2.4. In esito a ogni sessione, infatti, l’eccesso di offerta di ogni zona in corrispondenza del prezzo finale della sessione è rivelato a tutti gli operatori. Tale informazione consente all’operatore di rivedere le proprie stime in base ai comportamenti dei restanti operatori e gli permette di offrire in maniera più aggressiva.

3.31 Lo studio “*Central Resource Adequacy Markets For PJM, NY-ISO AND NE-ISO*” investigò altresì se l’introduzione nel modello di una curva di domanda di capacità elastica (VRR) avrebbe incrementato l’efficienza del risultato finale. In estrema sintesi, lo studio evidenziò quanto segue. Il costo marginale della capacità può essere rivelato solo dal mercato. Se la capacità si rivelasse meno (più) costosa di quanto atteso sarebbe potenzialmente più efficiente procurarsene di più (meno) conseguendo un più elevato (basso) livello di adeguatezza. In assenza di un VRR, il fabbisogno di capacità non è dinamico ma è rigidamente fissato per rispettare l’obiettivo di adeguatezza di “un giorno in dieci anni”: ciò anche quando sarebbe economicamente più efficiente collocarsi su livelli inferiori o superiori di adeguatezza. L’introduzione del VRR potrebbe colmare tale inefficienza. Se il VRR fosse concepito in maniera tale che il prezzo riflettesse il valore marginale sociale della capacità addizionale, la procedura d’asta potrebbe rivelare il fabbisogno di capacità efficiente ovvero socialmente ottimale. Al fine di conseguire tale obiettivo, il VRR dovrebbe essere costruito sulla base del valore marginale sociale della capacità in corrispondenza di ogni livello del margine di riserva e, quindi, di ogni livello di adeguatezza. In altri termini, i “prezzi” del VRR dovrebbero riflettere il valore marginale dell’adeguatezza e, quindi, essere determinati sulla base del cosiddetto *Value of Lost Load* (VOLL³¹) e della *Loss of Load Expectation* (LOLE). Senza il VRR, il mercato della capacità assume l’obiettivo di adeguatezza come un dato di per sé efficiente e ricerca il prezzo di mercato idoneo conseguire tale obiettivo. Col VRR, il mercato della capacità potrebbe invece ricercare il livello ottimale di adeguatezza.

3.32 A prescindere dal fatto che non è stato implementato un modello interregionale omogeneo di mercato della capacità per PJM, NYISO e ISO-NE, è interessante riepilogare le scelte effettuate dal FCM (ISO-NE) e dal RPM (PJM) rispetto alle raccomandazioni di cui al punto 3.29 e alle riflessioni di cui ai punti 3.30 e 3.31:

- a. Sia il FCM che il RPM prevedono un orizzonte di pianificazione **triennale**;
- b. Sia il FCM che il RPM prevedono un periodo di consegna **annuale**;
- c. Sia il FCM che il RPM approvvigionano il **100%** del fabbisogno di capacità nell’asta “madre”;

³¹ E’ l’equivalente anglosassone del Valore dell’Energia non Fornita o VENF.

- d. Il FCM ha scelto una *multi-round descending-clock auction* per soddisfare un fabbisogno di capacità fisso mentre il RPM ha preferito una *sealed-bid uniform-price auction* per soddisfare un fabbisogno di capacità variabile (**VRR**).
- 3.33 Pur introducendo un VRR, il RPM non lo ha costruito sul VOLL – come suggerito al punto 3.31 - bensì sul netCONE. Le ragioni sottostanti tale scelta - ingiustificabile sul piano teorico - sono state chiaramente illustrate nello studio *Review of PJM's Reliability Pricing Model*. Tale studio riconosce che esiste un tradeoff tra valore dell'adeguatezza e costo della capacità e che si potrebbe costruire il VRR così che rappresenti il valore marginale dell'adeguatezza. Nondimeno, lo studio rammenta che l'analisi condotta dal Professor Hoobs³² in supporto del progetto di RPM presentato alla FERC - analisi basata su simulazioni probabilistiche - mostrava che una curva di domanda (VRR) basata sul VOLL aveva performance peggiori - in termini di riduzione del costo complessivo per il consumatore e della volatilità dei costi - rispetto ad una basata sul Net CONE. Ciò era dovuto al fatto che la prima aveva una pendenza maggiore della seconda. Oltretutto, la costruzione del VRR sul VOLL non è stata ritenuta un approccio pratico a causa della carenza di dati affidabili circa l'effettiva disponibilità a pagare dei consumatori per evitare distacchi di carico.
- 3.34 In merito ai vantaggi di un VRR rispetto a un FRR, lo studio *Review of PJM's Reliability Pricing Model* ha aggiornato le simulazioni del Professor Hobbs e ne ha rinforzato le conclusioni circa le migliori performance di una curva di domanda inclinata (VRR) rispetto a una curva di domanda verticale (FRR), sia in termini di riduzione del costo complessivo e di volatilità del medesimo per il consumatore che in termini di mantenimento dei livelli di adeguatezza nel lungo periodo. Oltretutto, lo studio evidenziava i benefici aggiuntivi di un VRR:
- mitiga l'incentivo degli operatori a esercitare il potere di mercato quando l'offerta aggregata di capacità è prossima al fabbisogno di capacità corrispondente all'obiettivo di adeguatezza;
 - riconosce che l'approvvigionamento di capacità aggiuntiva rispetto al fabbisogno di capacità corrispondente all'obiettivo di adeguatezza offre benefici addizionali in termini di adeguatezza sebbene a tassi decrescenti;
 - riduce i rischi degli investitori mitigando la volatilità dei *capacity clearing price* del RPM, ciò in quanto i prezzi del mercato della capacità variano gradualmente al variare dell'offerta aggregata di capacità.
- 3.35 Vi è infine da evidenziare che entrambi i mercati (FCM e RPM) adottano regole alternative di determinazione dei *capacity clearing price* nei casi di insufficiente concorrenza al fine di mitigare gli effetti di un potenziale esercizio del potere di mercato nell'asta "madre". Si rinvia a titolo esemplificativo al **Box n°10**.

³² Hobbs et al. "A Dynamic Analysis of a Demand Curve-Based Capacity Market Proposal: The PJM Reliability Pricing Model," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, NO. 1, February 2007.

Box n°10- Regole alternative di determinazione del clearing price nel New England

Una FCA ha insufficiente concorrenza o a livello di sistema (RTO) o di singola zona quando l'ammontare di capacità esistente è inferiore al NICR (o al *Local Sourcing Requirement* di una singola zona) e quando una fra le seguenti condizioni è soddisfatta allo *starting price*:

- sono offerti meno di 300 MW di nuova capacità;
- l'ammontare di nuova capacità offerta è maggiore della nuova capacità richiesta ma inferiore a due volte quest'ultima;
- la nuova capacità di almeno un operatore di mercato è pivotale^(*), escludendo la capacità Out Of Market^(**).

Se la FCA ha insufficiente concorrenza, le offerte di nuova capacità sono remunerate al *capacity clearing price*, mentre le offerte di capacità esistente sono remunerate al minimo tra il *capacity clearing price* e 1,1**CONE*.

^(*) Un operatore di mercato è pivotale se, allo *starting price*, ogni sua offerta di nuova capacità è necessaria al soddisfacimento del NICR (o al *Local Sourcing Requirement* con riferimento ad una singola zona).

^(**) Le risorse Out Of Market includono le risorse autoprogrammate e tutte le altre risorse che continuano a partecipare all'asta nonostante le riduzioni di prezzo, poiché hanno impegni contrattuali che coprono totalmente o parzialmente i loro costi.

Modalità di aggiustamento delle previsioni e rinegoziazione delle obbligazioni assunte

3.36 Dopo l'asta "madre" sono previste tre aste di "aggiustamento". Tali aste sono denominate *Reconfiguration Auction* (di seguito: RA) nel FCM e *Incremental Auction* nel RPM (di seguito: IA). La differenza fondamentale è che mentre le RA consentono all'ISO-NE di acquistare o vendere capacità a fronte di variazioni (sia in incremento che in diminuzione) delle stime di fabbisogno di capacità e agli operatori di rinegoziare gli impegni assunti nelle aste precedenti, le IA consentono al PJM solo di acquistare capacità a fronte di incrementi delle stime di fabbisogno di capacità e si distinguono fra aste per approvvigionare il fabbisogno incrementale e aste per la rinegoziazione degli obblighi assunti dagli operatori. Gli estensori della *Review of PJM's Reliability Pricing Model* hanno raccomandato di ammettere in ogni IA offerte di acquisto e di vendita sia per variazioni (in incremento o in diminuzione) delle stime di fabbisogno di capacità della RTO che per rinegoziazione gli obblighi assunti dagli operatori in aste precedenti, così da massimizzare la liquidità di tali aste. Laddove recepita, tale raccomandazione farebbe convergere l'architettura delle IA verso quella delle RA.

3.37 Gli obblighi di capacità possono essere altresì negoziati o rinegoziati, integralmente o parzialmente, attraverso accordi bilaterali soggetti all'approvazione della RTO.

Risultati conseguiti

3.38 Sia il FCM che il RPM sembrano, sinora, avere conseguito risultati soddisfacenti, seppur preliminari, sia in termini di investimenti in nuove risorse di capacità che di segnali di prezzo offerti agli investitori. Gli esiti delle prime quattro FCA del FCM e delle prime sette BRA del RPM sono sintetizzati rispettivamente nei **Box n°11, n°12 e n°13**.

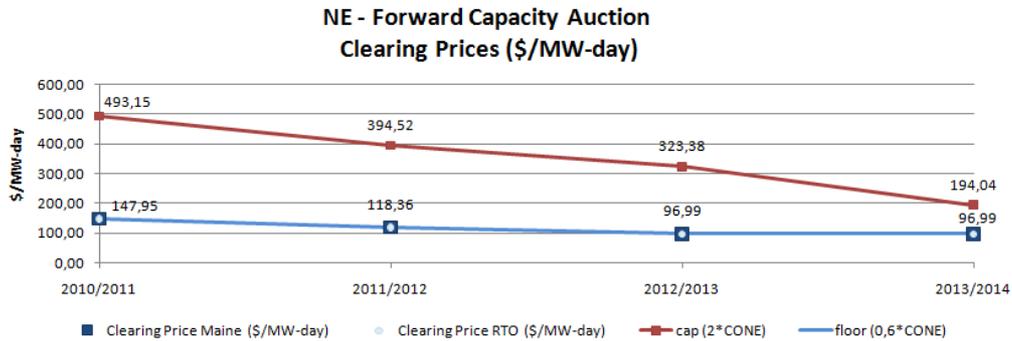
Box n°11 – Risultati delle aste di capacità nel New England

Si riportano di seguito i risultati delle prime quattro FCA condotte nel New England, distinguendo per tipologie di risorse e capacità nuova o esistente.

Auction Result (MW)		2010/2011		2011/2012		2012/2013		2013/2014	
		RTO	Maine	RTO	Maine	RTO	Maine	RTO	Maine
Generation Cleared	Existing	26.995,70	3.243,70	27.854,77	3.195,70	27.327,27	3.231,09	28.912,46	3.191,00
	New	625,50		1.108,79	48,00	1.669,90		119,22	24,49
Demand Cleared	Existing	712,00	71,20	2.195,07	293,30	2.261,16	326,99	2.470,45	363,86
	New	1.568,50	202,00	447,69	0,55	269,32	40,17	431,02	84,12
Import		933,60		2.013,93	284,00	1.600,00	300,00	1.626,60	366,00
Total Cleared	Existing	27.707,70	3.314,90	30.049,85	3.489,00	29.588,43	3.558,09	31.382,91	3.554,86
	New	2.194,00	202,00	3.643,39	27.327,82	1.939,22	40,17	550,24	108,61
	Import	933,60		2.013,93	284,00	1.600,00	300,00	1.626,60	366,00
Total Uncleared		3.669,21		5.323,05	553,03	5.553,46	690,21	5.639,64	930,90

Fonte: elaborazione AEEG di dati ISO-NE

Il grafico seguente illustra il trend del Clearing price delle quattro FCA. Si nota in particolare che, essendo il Clearing price del RTO uguale a quello del Maine, non c'è stata separazione tra le zone; inoltre, entrambi i clearing price risultano sempre pari al floor, pertanto le aste di capacità si sono concluse con eccesso di offerta.



Fonte: elaborazione AEEG di dati ISO-NE

Box n°12 – Risultati delle aste di capacità nel PJM – Parte 1

La tabella seguente illustra i risultati ottenuti nelle BRA in termini di quantità distinguendo per tipologia di risorsa.

Auction Results (all values in UCAP**)	RTO*					
	2008/2009	2009/2010	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014
Generation Offered	131,164.8	132,614.2	132,124.8	136,067.9	134,873.0	147,188.6
DR Offered	715.8	936.8	967.9	1,652.4	9,847.6	12,952.7
EE Offered	-	-	-	-	652.7	756.8
Total Offered	131,880.6	133,551.0	133,092.7	137,720.3	145,373.3	160,898.1
Generation Cleared	129,061.4	131,338.9	131,251.5	130,856.6	128,527.4	142,782.0
DR Cleared	536.2	892.9	939.0	1,364.9	7,047.2	9,281.9
EE Cleared	0.0	0.0	0.0	0.0	568.9	679.4
Total Cleared	129,597.6	132,231.8	132,190.5	132,221.5	136,143.5	152,743.3
Uncleared	2,283.0	1,319.2	902.2	5,498.8	9,229.8	8,154.8

Fonte: PJM, “2013/2014 RPM Base Residual Auction Results”

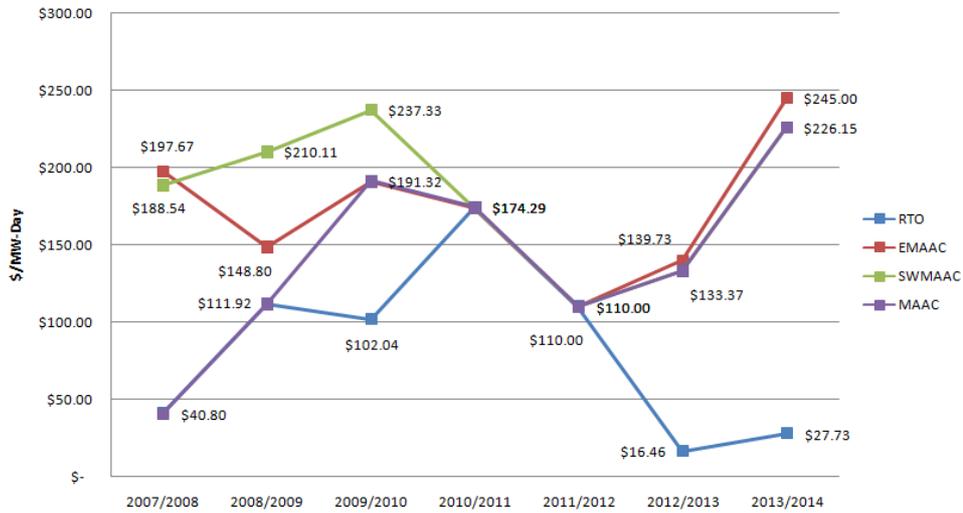
Di seguito si riporta il dettaglio dei risultati ottenuti nelle BRA con riferimento alle risorse di capacità di generazione, distinguendo per tipo tecnologia.

	Delivery Year	CT/GT	Combined Cycle	Diesel	Hydro	Steam	Nuclear	Solar	Wind	Total
New Capacity Units (ICAP MW)	2007/2008			18.7	0.3					19.0
	2008/2009			27.0					66.1	93.1
	2009/2010	399.5		23.8		53.0				476.3
	2010/2011	283.3	580.0	23.0					141.4	1,027.7
	2011/2012	416.4	1,135.0			704.8		1.1	75.2	2,332.5
	2012/2013	403.8		7.8		621.3			75.1	1,108.0
Capacity from Reactivated Units (ICAP MW)	2013/2014	329.0	705.0	6.0		25.0		9.5	245.7	1,320.2
	2007/2008					47.0				47.0
	2008/2009					131.0				131.0
	2009/2010									0.0
	2010/2011	160.0		10.7						170.7
	2011/2012	80.0				101.0				181.0
Upgrades to Existing Capacity Resources (ICAP MW)	2012/2013									0.0
	2013/2014									0.0
	2007/2008	114.5		13.9	80.0	235.6	92.0			536.0
	2008/2009	108.2	34.0	18.0	105.5	196.0	38.4			500.1
	2009/2010	152.2	206.0		162.5	61.4	197.4		16.5	796.0
	2010/2011	117.3	163.0		48.0	89.2	160.3			577.8
	2011/2012	369.2	148.6	57.4		186.8	292.1		8.7	1,062.8
2012/2013	231.2	164.3	14.2		193.0	126.0		56.8	785.5	
2013/2014	56.4	59.0	0.3		215.0	47.0		39.6	417.3	
Total	3,221.0	3,194.9	220.8	396.3	2,860.1	953.2	10.6	725.1	11,582.0	

Fonte: PJM, “2013/2014 RPM Base Residual Auction Results”

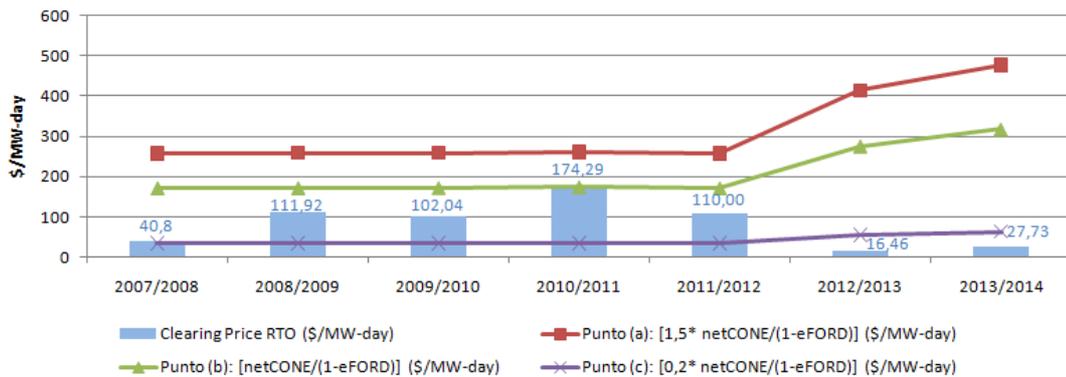
Box n°13 – Risultati delle aste di capacità nel PJM – Parte 2

Il grafico seguente illustra l'andamento dei *Capacity Clearing Price* zonal per ciascuna BRA.



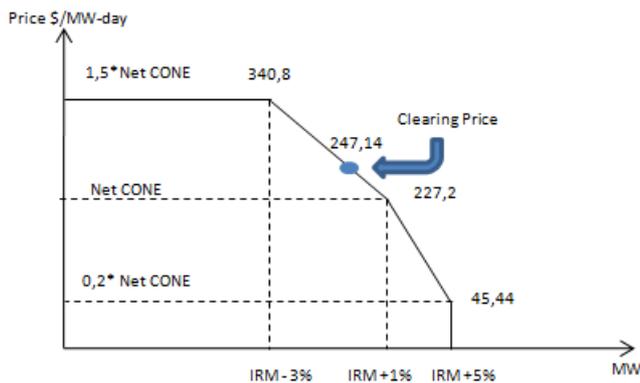
Fonte: PJM, "2013/2014 RPM Base Residual Auction Results"

Il grafico successivo rappresenta, con riferimento al RTO, una comparazione tra il *Capacity Clearing Price* ed i tre punti di "ancoraggio" utilizzati per la costruzione della curva VRR.



Fonte: elaborazione AEEG di dati PJM

A titolo esemplificativo, si propone una rappresentazione dei risultati della BRA 2013/2014 per la zona PEPCO ove il *Capacity Clearing Price* si è collocato al di sopra del Net CONE.



Fonte: elaborazione AEEG di dati PJM

4 Osservazioni degli operatori del sistema elettrico

- 4.1 Il presente paragrafo si focalizza sulle osservazioni di principio formulate dagli operatori in sede di consultazione del DCO n. 09/10. Le risposte puntuali degli operatori ai quesiti posti nel medesimo documento di consultazione saranno invece inquadrare nella illustrazione dei capisaldi della proposta di riforma unitaria di cui al paragrafo 5, onde motivare con chiarezza gli orientamenti finali maturati dall'Autorità.
- 4.2 Anzitutto, gli operatori osservano che una materia così complessa e dibattuta in letteratura come la remunerazione della capacità produttiva ai fini dell'adeguatezza del sistema elettrico dovrebbe essere oggetto di una ricognizione dei principali meccanismi adottati all'estero.
- 4.3 La giusta richiesta di cui al 4.2 è stata accolta dall'Autorità nel presente documento di consultazione tramite la ricognizione di cui al paragrafo 3 dei meccanismi di remunerazione adottati all'estero.
- 4.4 Come corollario al 4.2, molti operatori obiettano che meccanismi di remunerazione simili a quello proposto dall'Autorità sono stati introdotti solo recentemente in altri sistemi (PJM e ISO-NE) e non si avrebbe tuttora evidenza alcuna che possano produrre effetti benefici per il sistema elettrico in termini di adeguatezza. Stante la condizione di *overcapacity* del parco elettrico italiano, gli operatori riterrebbero quindi preferibile attendere il dispiegarsi degli effetti dei meccanismi introdotti all'estero, prima di procedere all'implementazione di un meccanismo che potrebbe rivelarsi lesivo dell'attuale condizione di adeguatezza e delle normali dinamiche di mercato.
- 4.5 La ricognizione di cui al paragrafo 3 offre elementi sufficienti per rigettare l'obiezione di cui al 4.4. I meccanismi di remunerazione delle capacità implementati da PJM e ISO-NE sono infatti già oggetto di valutazioni periodiche circa i loro effetti (valutazioni aggiornate annualmente in esito a ogni "asta madre"). Il PJM ha sinora effettuato sette *Base Residual Auction*, l'ultima delle quali per il periodo di consegna corrispondente all'anno elettrico 2013-2014, mentre l'ISO-NE è prossimo a effettuare la sua quinta *Forward Capacity Auction* per il medesimo periodo di consegna. I risultati sono già stati illustrati al paragrafo 3. In ambo i sistemi, i risultati delle "aste annuali" avvalorano l'ipotesi che sia preferibile avviare il mercato della capacità in condizioni di *overcapacity* sia per scongiurare il rischio di un intervento tardivo e inefficace (considerati i tempi minimi di realizzazione di nuova capacità di generazione) che per minimizzare gli oneri per i consumatori.
- 4.6 Molti operatori osservano che il D.Lgs. 379/03 prevede che il meccanismo di remunerazione della capacità non sia distorsivo per il mercato. Essendo i mercati dell'energia e dei servizi in fase di riforma, ciò renderebbe il sistema elettrico nazionale intrinsecamente inidoneo all'implementazione di un nuovo meccanismo di remunerazione della capacità per l'impossibilità di analizzarne l'impatto sui predetti mercati. L'introduzione del nuovo meccanismo di remunerazione della capacità dovrebbe quindi avere luogo solo a valle del completamento della riforma dei mercati dell'energia e dei servizi.

- 4.7 L'osservazione di cui al 4.6 sembrerebbe travisare la ratio dell'art. 1 del D.Lgs. 379/03. Al di là del fatto che la riforma del mercato dei servizi è già in fase di completamento (l'avvio è previsto per il 1 gennaio 2011) e la riforma del mercato dell'energia è in fase avanzata, ciò che il D.Lgs. 379/03 esige è l'intrinseca coerenza dell'architettura complessiva del mercato, ossia la coerenza fra l'architettura dei mercati dell'energia e dei servizi e l'architettura del mercato della capacità. La finalità è di evitare distorsioni nel funzionamento dei mercati dell'energia e dei servizi per effetto dell'introduzione di un mercato della capacità inopinatamente concepito in maniera avulsa dai medesimi. Conformemente al D.Lgs. 379/03, la proposta dell'Autorità è stata appositamente concepita per assicurare in radice la coerenza dell'architettura complessiva del mercato: ciò in quanto obbliga l'operatore che assume impegni nel mercato della capacità a restituire, per ogni MW, nulla più che l'eventuale differenza positiva fra il prezzo riconosciuto nei mercati spot dell'energia o dei servizi (qualsiasi sia la regola di fissazione del prezzo riconosciuto in detti mercati) e il prezzo di esercizio del contratto a termine concluso nel mercato della capacità.
- 4.8 Diversi operatori auspicano una maggiore cooperazione tra i Regolatori degli Stati Membri al fine di convergere su forme omogenee di mercato della capacità che non introducano segnali distorsivi sul mercato. In un'ottica d'integrazione europea, quindi, l'individuazione del nuovo meccanismo di remunerazione non potrebbe prescindere dall'esame approfondito delle scelte adottate negli altri paesi europei.
- 4.9 L'auspicio degli operatori di cui al 4.8 è senz'altro condivisibile ma è opportuno rammentare che il processo di convergenza ed integrazione a livello europeo non nasce da un approccio di tipo top-down ma da un approccio di tipo bottom-up che premia il ruolo pro-attivo dei singoli paesi membri (in altri termini, il modello europeo scaturisce dal confronto delle esperienze proposte e sperimentate nei singoli paesi e nell'alveo delle Iniziative Regionali Europee). La pregiudiziale secondo cui l'individuazione del nuovo meccanismo di remunerazione non potrebbe prescindere dall'esame approfondito delle scelte adottate negli altri paesi europei è da rigettare per due semplici ragioni:
- a. gli operatori stessi riconoscono che, attualmente, “solo la Spagna ha realizzato un meccanismo di remunerazione della capacità” (operativo da meno di tre anni) “mentre i paesi confinanti con l'Italia, tradizionalmente esportatori, si affidano alla sola remunerazione dell'energia per conseguire l'obiettivo dell'adeguatezza del sistema”;
 - b. la condizione attuale del PJM, oggetto della ricognizione di cui al paragrafo 3, testimonia che un sistema elettrico che avvia un nuovo meccanismo di remunerazione della capacità può coesistere con sistemi elettrici confinanti che si affidano a meccanismi di remunerazione dissimili o si affidano alla sola remunerazione dell'energia e dei servizi. Il PJM, infatti, confina “elettricamente” a est con il NYISO – che adotta un differente meccanismo di remunerazione della capacità produttiva - e a ovest con il MISO – che si affida alla sola remunerazione dell'energia e dei servizi su mercati spot. Ciò che rileva quindi è disegnare correttamente il proprio meccanismo di remunerazione.

- 4.10 Diversi operatori ritengono che la conoscenza dei parametri tecnici del meccanismo di remunerazione rappresenterebbe la discriminante per poterne esprimere un giudizio compiuto e per una corretta valutazione della sua efficacia.
- 4.11 La discriminante di cui al 4.10 è da rigettare in quanto viola le previsioni del D.Lgs. 379/2003 in ordine alla ripartizione di responsabilità in materia fra il Ministro delle Attività Produttive (ora Ministro dello Sviluppo Economico), l’Autorità e Terna. Il citato decreto legislativo è infatti chiarissimo nell’affidare all’Autorità la definizione dei criteri e delle condizioni cui Terna è tenuta a conformarsi nell’elaborare la proposta di disciplina del sistema di remunerazione della capacità produttiva. E’ la proposta di Terna che dovrà quindi esplicitare con precisione i parametri tecnici che contraddistinguono il nuovo sistema di remunerazione. A tutela del sistema, la proposta è oggetto di approvazione con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, sentito il parere dell’Autorità.
- 4.12 Taluni operatori paventano il “rischio autorizzativo” che incomberebbe sui progetti di sviluppo di nuova capacità di generazione. Gli stessi operatori osservano che il problema dei nuovi investimenti non si risolverebbe offrendo solamente strumenti di garanzia di carattere economico/finanziario ma esigerebbe interventi strutturali che coinvolgano l’iter autorizzativo a livello nazionale, regionale e locale, dando certezza sui tempi di conclusione dell’iter.
- 4.13 Il “rischio autorizzativo” evidenziato al 4.12 è reale e potenzialmente elevato. Sebbene l’Autorità ne sia cosciente, la sfera di competenze dell’Autorità non le permette di intervenire direttamente sugli iter autorizzativi ma esclusivamente di mitigare il rischio degli esiti dell’iter di connessione alla rete.
- 4.14 Molti operatori sono persuasi che la principale criticità che il sistema elettrico nazionale deve affrontare attualmente e in prospettiva non sia tanto quella del dimensionamento assoluto del parco elettrico nazionale (che sarà probabilmente sufficiente a coprire il fabbisogno di capacità per molti anni) quanto quella della composizione del parco stesso in termini di servizi che le differenti tecnologie possono erogare. Gli stessi operatori temono che il meccanismo di remunerazione proposto dall’Autorità non sia idoneo a colmare la carenza di flessibilità (ossia di capacità modulabile) che già affligge il parco elettrico nazionale; carenza di capacità modulabile che rischierebbe di peggiorare ulteriormente – in assenza di interventi - per effetto dello sviluppo atteso di fonti caratterizzate da prestazioni non modulabili (rinnovabili non programmabili e nucleare).
- 4.15 La criticità e il timore di cui al 4.14 meritano i seguenti chiarimenti:
- a. la criticità evidenziata appare in palese contraddizione con la pressoché unanime opposizione degli operatori stessi a un meccanismo di remunerazione imperniato su aste di contratti di opzione differenziati per prezzo di esercizio (ipotesi “multi-strike”); l’ipotesi “multi-strike” consentirebbe infatti di calibrare in maniera più efficace il mix tecnologico del parco elettrico nazionale in funzione delle più evidenti distorsioni rispetto alla composizione “ottimale”; E’ superfluo rammentare che la composizione “ottimale” non potrebbe che essere concepita nel rispetto degli indirizzi di politica energetica espressi dalla legislazione vigente e dal Governo;

- b. se la composizione del parco è sub-ottimale per l'eccessivo dimensionamento relativo di capacità baseload e mid-merit rispetto a capacità peakload³³ ne consegue che quest'ultima sarebbe tendenzialmente avvantaggiata anche in un'asta di contratti di opzione con prezzo di esercizio pari al costo variabile della tecnologia di punta (ipotesi "single-strike"); qualora, per esempio, impianti baseload e/o mid-merit fossero offerti all'asta per premi pari ai costi fissi di un impianto di punta (esempio: turbogas a ciclo aperto), tale capacità si esporrebbe al rischio di non coprire i propri costi fissi a causa delle insufficienti rendite inframarginali attese sui mercati spot dell'energia e dei servizi; è infatti evidente che, in assenza di esercizio di potere di mercato, laddove vi fosse un eccesso relativo di capacità baseload e/o mid-merit, questa risulterebbe inframarginale sui mercati spot dell'energia per un numero di ore/anno insufficiente a remunerare integralmente i propri costi fissi;
 - c. la remunerazione di specifici servizi di modulazione (riserva secondaria) è esclusa dal calcolo dell'eventuale differenza positiva - da restituire a Terna - fra il prezzo offerto e il prezzo di esercizio per la capacità resa disponibile su MSD a un prezzo superiore al prezzo di esercizio.
- 4.16 Alcuni operatori ritengono che vi siano quattro principi cardine su cui dovrebbe essere imperniato il meccanismo di remunerazione della capacità in conformità alla legislazione vigente:
- a. separazione fra mercato della capacità, mercato dell'energia e mercato dei servizi al fine di evitare distorsioni nei segnali di prezzo dell'energia;
 - b. incentivo agli operatori a rendere disponibile capacità nelle ore di scarsità;
 - c. coordinamento a livello europeo al fine di non ostacolare l'integrazione fra i mercati e gli scambi transfrontalieri;
 - d. revisione contestuale delle procedure autorizzative, nell'ottica di uno sviluppo armonico di generazione e trasmissione.
- 4.17 Gli ultimi tre principi di cui al 4.16 sono già stati discussi nel presente paragrafo. Per quanto attiene invece il primo, è un principio da rigettare in quanto:
- a. è privo di un fondamento teorico nella letteratura internazionale in materia; esiste infatti un intrinseco legame fra il mercato della capacità e il mercato dell'energia: la funzione del primo è di ridurre i rischi per gli investitori scambiando le incerte rendite di scarsità del mercato dell'energia con il premio certo del mercato della capacità.
 - b. i meccanismi di remunerazione adottati all'estero illustrati al paragrafo 3 sono al contrario imperniati su un principio opposto: chi ha diritto a ricevere il "premio" (*capacity clearing price*) del mercato della capacità perde il diritto di appropriarsi delle rendite dei mercati dell'energia e dei servizi rispetto al prezzo di esercizio (*strike price*). Ciò proprio perché la funzione del mercato della capacità è di scambiare il certo (premio) per l'incerto (rendite) evitando qualsiasi forma di doppia remunerazione della stessa capacità produttiva.

³³ Essenzialmente impianti termoelettrici turbogas a ciclo aperto e impianti idroelettrici di produzione e pompaggio.

5 Proposta di riforma unitaria dell'Autorità

- 5.1 Per schematizzare la proposta di riforma unitaria dell'Autorità si farà ricorso a una griglia concettuale simile a quella di cui al punto 3.2, anche al fine di facilitarne il confronto con le esperienze internazionali di cui al paragrafo 3:
- a. Definizione dell'obiettivo di adeguatezza;
 - b. Allocazione dell'obiettivo di adeguatezza;
 - c. Contratto standard di approvvigionamento di risorse di capacità: diritti e obblighi;
 - d. Procedure di approvvigionamento di risorse di capacità;
 - e. Modalità di aggiustamento delle previsioni e rinegoziazione delle obbligazioni assunte;
 - f. Garanzie.

Definizione dell'obiettivo di adeguatezza

- 5.2 Terna è il soggetto investito dell'obbligo di definire l'obiettivo di adeguatezza.
- 5.3 Terna assolve all'obbligo di cui al punto 5.2 disegnando una curva di domanda di adeguatezza (VRR) costruita sul VENN³⁴ e sulla funzione di probabilità di perdita del carico (di seguito: funzione di PPC³⁵). La funzione di PPC descrive il livello di PPC in funzione del livello di capacità disponibile in probabilità (di seguito: CDP³⁶). La domanda di capacità in ciascun punto del VRR è quindi espressa in termini di CDP.
- 5.4 Stante i non trascurabili margini di errore insiti nella stima del VENN e nella stima della funzione di PPC, Terna dovrebbe disegnare il VRR utilizzando fra i possibili livelli di VENN e le possibili varianti della funzione di PPC quelli che minimizzano il livello e la volatilità del costo sostenuto dai consumatori per l'approvvigionamento di energia e di capacità. Inoltre, la curva di domanda (VRR) dovrebbe poter essere traslata, secondo apposite istruzioni dell'Autorità, incrementando il livello di capacità-obiettivo per ogni livello di prezzo della capacità (premio) per tenere conto degli effetti positivi in termini di concorrenza nei mercati dell'energia prodotti da maggiori livelli di CDP.

Allocazione dell'obiettivo di adeguatezza

- 5.5 Il dovere di perseguire l'obiettivo di adeguatezza ricade su Terna che vi provvede organizzando un mercato centralizzato della capacità e ripartendone i relativi costi sugli utenti di dispacciamento in prelievo in funzione del rispettivo contributo

³⁴ E' il valore unitario dell'energia elettrica non fornita ai carichi distaccati. E' l'equivalente del *Value of Lost Load* o VOLL.

³⁵ La PPC è la probabilità che il sistema elettrico non sia in grado di soddisfare in sicurezza la domanda attesa di energia elettrica. E' l'equivalente della *Loss of Load Expectation* o LOLE.

³⁶ E' la cosiddetta *Unforced Capacity* o UCAP

zonale al picco di carico del sistema. Il contributo al picco di carico del sistema in ciascuna zona di ciascun utente del dispacciamento in prelievo è misurato ex-post.

- 5.6 Ciascun utente del dispacciamento in prelievo dovrà versare a Terna un corrispettivo calcolato in base ai pagamenti dei premi per la capacità contrattualizzata al netto di una quota degli incassi derivanti dalle restituzioni dei differenziali positivi tra i prezzi di riferimento e il prezzo di esercizio stabiliti nei contratti standard determinata per ciascun utente del dispacciamento con le modalità di cui al punto 5.19.

Contratto standard di approvvigionamento di risorse di capacità: diritti e obblighi

- 5.7 Terna predispone almeno due contratti standard di approvvigionamento di risorse di capacità stipulabili con gli operatori:

- a. uno stipulabile con un **anticipo di quattro anni** rispetto al periodo di consegna, con **periodo di consegna triennale** e **luogo di consegna zonale**;
- b. un'altro stipulabile con un **anticipo di sette anni** rispetto al periodo di consegna, con **periodo di consegna triennale** e **luogo di consegna zonale**;

- 5.8 Ogni eventuale ulteriore contratto dovrebbe differenziarsi rispetto al precedente esclusivamente per essere stipulabile con un anticipo più lungo di tre anni (dieci anni, tredici anni e così via).

- 5.9 Tutti i contratti prevedono tre obblighi per l'operatore:

- a. l'obbligo a offrire la capacità oggetto del contratto (di seguito: capacità impegnata) sul mercato del giorno prima (MGP) in ogni ora del periodo di consegna e nella zona eletta a luogo di consegna, nonché l'obbligo a offrire sul mercato per i servizi di dispacciamento (MSD) la parte di capacità impegnata non accettata sul MGP;
- b. l'obbligo a restituire a Terna le "rendite percepibili" sul MGP e sul MSD rispetto al prezzo di esercizio – ossia le eventuali differenze positive fra il prezzo di riferimento e il prezzo di esercizio previsti dal contratto. Tale obbligo potrebbe essere applicato non sull'intera capacità impegnata ma su una quota della medesima proporzionalmente ridotta di una percentuale che rifletta il fattore di carico del sistema – ossia il rapporto fra carico orario e picco di carico del sistema (lo *Scaling factor* di cui al **Box n.4**); si potrebbe tuttavia prevedere che la quota di capacità su cui il predetto obbligo è applicato non possa comunque essere inferiore alla capacità impegnata offerta e accettata su MGP ed MSD in ottemperanza all'obbligo di cui alla lettera a);
- c. l'obbligo a versare una penale per prestazioni inferiori allo standard nell'ipotesi di indisponibilità durante eventi di reale scarsità di capacità³⁷. Ciò in quanto il VENF potrebbe non riflettere appieno il valore del danno cagionato al sistema. La penale dovrebbe essere costruita con criteri analoghi a quelli illustrati al **Box n. 3**.

³⁷ Cioè in caso di attivazione del Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE).

5.10 Con riferimento all'obbligo di offerta sul MSD di cui al punto 5.9, lettera a, Terna prevede opportuni vincoli di offerta – in analogia a quanto effettuato dall'ISO-NE e illustrato al punto 3.13 - finalizzati a evitare che gli operatori eludano l'impegno a rendere effettivamente disponibile la capacità impegnata tramite la manipolazione dei parametri tecnici delle unità di produzione.

5.11 Con riferimento all'obbligo di cui al punto 5.9, lettera b, il prezzo di riferimento è pari a:

- a. per la parte di capacità impegnata che è stata accettata sul MGP, il prezzo del MGP relativo alla zona in cui è localizzata la capacità impegnata;
- b. per la parte di capacità impegnata che è stata offerta in vendita per Altri servizi sul MSD a un prezzo non superiore al prezzo di esercizio, il prezzo di esercizio;
- c. per la parte di capacità impegnata che è stata offerta e accettata in vendita per Altri servizi sul MSD a un prezzo superiore al prezzo di esercizio, il prezzo dell'offerta accettata in vendita per Altri servizi sul MSD;
- d. per la parte di capacità impegnata che è stata offerta ma non accettata a salire sul MSD a un prezzo superiore al prezzo di esercizio, il massimo tra:
 - i. il prezzo del MGP relativo alla zona in cui è localizzata la capacità impegnata;
 - ii. i prezzi dell'ultima offerta accettata in vendita per Altri servizi sul MSD nella (macro)zona in cui è localizzata la capacità impegnata, con l'esclusione delle offerte selezionate esclusivamente per le loro caratteristiche locazionali o dinamiche (risoluzioni congestioni intrazonali, riserva pronta etc.).
- e. per la parte di capacità impegnata che non è stata offerta né sul MGP né sul MSD, il massimo tra:
 - i. il prezzo del MGP relativo alla zona in cui è localizzata la capacità impegnata;
 - ii. i prezzi dell'ultima offerta accettata in vendita per Altri servizi sul MSD nella (macro)zona in cui è localizzata la capacità impegnata, con l'esclusione delle offerte selezionate esclusivamente per le loro caratteristiche locazionali o dinamiche (risoluzioni congestioni intrazonali, riserva pronta etc.).

5.12 Con riferimento all'obbligo di cui al punto 5.9, lettera b, il prezzo di esercizio è definito con riferimento al costo variabile standard di un impianto proxy di punta (per esempio, un ipotetico impianto termoelettrico turbogas a ciclo aperto) ed è indicizzato al prezzo del combustibile di riferimento per l'impianto proxy.

SI: Si condivide la proposta di ridurre l'obbligo di restituire a Terna le "rendite percepibili" sul MGP e sul MSD rispetto al prezzo di esercizio in proporzione al fattore di carico del sistema (Scaling factor)? Si condivide la proposta di prevedere che tale obbligo non possa comunque essere inferiore alla capacità impegnata offerta e accettata su MGP ed MSD? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

S2: Si condivide la proposta di prevedere una penale per prestazioni inferiori allo standard nell'ipotesi di indisponibilità durante eventi di reale scarsità di capacità? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

- 5.13 Il contratto prevede l'esonero dagli obblighi di cui al punto 5.9 per i periodi di manutenzione programmata approvati da Terna secondo criteri tali da assicurare predefiniti standard di funzionamento sul modello di quelli previsti al **Box n. 2**.
- 5.14 Il contratto prevede il diritto dell'operatore a percepire un premio annuo, rateizzato mensilmente, definito in esito a procedure concorsuali (*Procedure di approvvigionamento di risorse di capacità*).

Procedure di approvvigionamento di risorse di capacità

- 5.15 Terna organizza annualmente un'asta "madre" di approvvigionamento di risorse di capacità per la negoziazione (contestuale) di contratti zionali con periodo di consegna triennale ma con almeno due orizzonti di pianificazione: un orizzonte quadriennale e un orizzonte settennale; ogni eventuale ulteriore orizzonte di pianificazione si ricaverebbe dal precedente incrementandone la lunghezza di un triennio (per esempio, il terzo sarebbe un orizzonte decennale). Ciò avrebbe il vantaggio di offrire agli operatori l'opportunità di "comporre" un impegno a termine di almeno sei anni (senza interruzioni) aggiudicandosi due (o più) impegni di capacità triennali consecutivi.

S3: Si condivide la proposta di negoziare contestualmente prodotti zionali con identico periodo di consegna triennale ma con almeno due orizzonti di pianificazione (quadriennale e settennale)? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

- 5.16 Terna ripartisce per quote il fabbisogno di capacità che deve approvvigionare con riferimento ad un certo anno fra le molteplici aste "matri" per la negoziazione di prodotti il cui periodo di consegna triennale ingloba il suddetto anno. Terna attua tale ripartizione con l'obiettivo di minimizzare il costo complessivo per il consumatore e con il vincolo di approvvigionare quote maggiori di fabbisogno sui prodotti con orizzonti di pianificazione più brevi rispetto al summenzionato anno.
- 5.17 La partecipazione degli operatori alle aste di approvvigionamento della capacità è volontaria. La facoltà di offerta a prezzo è assicurata sia per le risorse di capacità esistenti che per le nuove risorse di capacità. Le offerte degli operatori sono offerte di portafoglio di CDP.
- 5.18 I contratti bilaterali stipulati dagli operatori non sono dedotti dal VRR. Anzi, l'operatore può evadere, parzialmente o integralmente, l'obbligo di cui al punto 5.9, lettera a, anche auto-programmando la capacità impegnata attraverso l'esecuzione di uno o più contratti bilaterali. In tali casi, l'operatore è esonerato, per l'energia

elettrica programmata in esecuzione di uno o più contratti bilaterali e designata all'assolvimento dell'obbligo di cui al punto 5.9, lettera a (di seguito: energia elettrica auto-programmata), dall'obbligo di cui al punto 5.9, lettera b.

5.19 Ai fini di ripartire correttamente i costi del mercato della capacità – nonché per tenere adeguatamente conto dei casi di cui al punto 5.18 -, il corrispettivo “finale” per l'utente del dispacciamento in prelievo è calcolato sottraendo, se positivo, o aggiungendo, se negativo, alla quota parte dei premi per la capacità contrattualizzata attribuita all'utente medesimo il valore assunto dalla differenza tra:

- a. la quota parte attribuita all'utente del dispacciamento in prelievo della restituzione teorica dei differenziali positivi tra i prezzi di riferimento e i prezzi di esercizio stabiliti nei contratti standard: teorica in quanto calcolata assumendo che non vi sia stata energia elettrica auto-programmata, ossia che questa energia elettrica sia stata offerta a prezzo pari a zero nel MGP;
- b. il valore assunto dalla somma sulle diverse ore dei prodotti tra l'energia elettrica auto-programmata in immissione attribuibile³⁸ a detto utente del dispacciamento nell'ora e la differenza positiva, relativa alla medesima ora, tra il prezzo applicato alle offerte accettate in vendita nel MGP nella zona cui gli auto-programmi in immissione si riferiscono e il prezzo di esercizio stabilito nel contratto standard.

Box n°13 – Formulazione alternativa del punto 5.19 per evitare di tracciare l'attribuzione lato prelievo dell'energia elettrica auto-programmata in immissione

5.19 Ai fini di ripartire correttamente i costi del mercato della capacità – nonché per tenere adeguatamente conto dei casi di cui al punto 5.18 -, il corrispettivo “finale” per l'utente del dispacciamento in prelievo è calcolato sottraendo, se positivo, o aggiungendo, se negativo, alla quota parte dei premi per la capacità contrattualizzata attribuita all'utente medesimo il valore assunto dalla differenza tra:

- a. la quota parte attribuita all'utente del dispacciamento in prelievo della restituzione teorica dei differenziali positivi tra i prezzi di riferimento e i prezzi di esercizio stabiliti nei contratti standard: teorica in quanto calcolata assumendo che non vi sia stata energia elettrica auto-programmata, ossia che questa energia elettrica sia stata offerta a prezzo pari a zero nel MGP;
- b. il valore assunto dalla somma sulle diverse ore dei prodotti tra l'energia elettrica auto-programmata in prelievo attribuibile a detto utente del dispacciamento nell'ora e la differenza positiva, relativa alla medesima ora, tra il PUN, ossia il prezzo applicato alle offerte accettate in acquisto nel MGP nella zona cui gli auto-programmi in prelievo si riferiscono, e il prezzo di esercizio stabilito nel contratto standard.

Inoltre, con riferimento all'energia auto-programmata in immissione in esecuzione dell'obbligo di cui al punto 5.9, lettera a, il valore unitario del CCT che deve essere versato (se positivo) o si ha titolo a ricevere (se negativo) è pari alla differenza tra:

- il minor valore fra il PUN (ossia il prezzo applicato alle offerte accettate in acquisto nel MGP nella zona cui gli auto-programmi in prelievo si riferiscono) e il prezzo di esercizio stabilito nei contratti standard e
- il minor valore tra il Prezzo Zonale, ossia il prezzo applicato alle offerte accettate in vendita nel MGP nella zona cui gli auto-programmi di immissione si riferiscono, e il prezzo di esercizio stabilito nei contratti standard.

³⁸ Occorre identificare un criterio per ripartire lato prelievo l'energia elettrica auto-programmata in immissione in esecuzione dell'obbligo di cui al punto 5.9, lettera a.

S4: Quale versione del criterio di calcolo del corrispettivo “finale” per l’utente del dispacciamento in prelievo si ritiene preferibile? Quella di cui al punto 5.19 o quella di cui al Box n. 13? Si prega di motivare la risposta.

5.20 La tipologia d’asta potrebbe essere una *simultaneous multi-round descending-clock auction* con **VRR**: ciò per i benefici illustrati ai punti 3.30 e 3.31. Tale tipologia d’asta era stata peraltro ipotizzata nello studio “*Central Resource Adequacy Markets For PJM, NY-ISO AND NE-ISO*” ed è stata recentemente recepita dal neo mercato centralizzato della capacità istituito in Colombia.

5.21 Al fine di assicurare una transizione morbida e sicura per il sistema elettrico dal vigente e provvisorio sistema di remunerazione della capacità al nuovo mercato della capacità è necessario prevedere:

- a. l’organizzazione di aste “complementari” con orizzonti di pianificazione proporzionalmente ridotti per approvvigionare il fabbisogno di capacità non approvvigionabile tramite le sole aste “madri” sino a che il nuovo mercato della capacità sia entrato a regime;
- b. l’adozione di un collare ai prezzi, definito dall’Autorità, da applicarsi esclusivamente alle risorse di capacità esistenti. I prezzi riconosciuti all’asta alle risorse di capacità esistenti non potranno quindi essere superiori a un cap o inferiori a un floor fissati dall’Autorità. Ciò al fine di prevenire, per un verso, un’eventuale repentina e forte riduzione dei premi per gli operatori con capacità esistente per effetto della attuale condizione di overcapacity, per altro verso, un eventuale repentino e forte incremento dei premi per gli operatori con capacità esistente per effetto dell’esercizio del potere di mercato degli operatori pivotali nel mercato della capacità. I prezzi riconosciuti all’asta alle nuove risorse di capacità potranno invece muoversi lungo l’intero menù di prezzi della curva di domanda (VRR).
- c. l’approvvigionamento tramite la sovrapposizione delle aste “madri” e delle aste “complementari” dell’intera capacità già esistente.

S5: Si condivide la proposta di adottare un collare ai prezzi riconosciuti alla capacità esistente e di approvvigionare comunque l’intera capacità esistente al fine di assicurare una transizione morbida al nuovo mercato della capacità? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

Modalità di aggiustamento delle previsioni e rinegoziazione delle obbligazioni assunte;

5.22 A valle dell’asta “madre”, Terna organizza tante aste di “aggiustamento” quanti sono gli anni dell’orizzonte di pianificazione.

5.23 Le aste di “aggiustamento” consentono di aggiustare le posizioni degli operatori tramite rinegoziazione dei contratti conclusi in esito all’asta “madre”.

5.24 Gli operatori hanno altresì facoltà di aggiustare le proprie posizioni anche tramite rinegoziazione bilaterale dei contratti conclusi in esito all’asta “madre”.

5.25 In prospettiva, le modalità di aggiustamento di cui ai punti precedenti dovrebbero trasformarsi in vero e proprio mercato secondario organizzato per la rinegoziazione degli impegni di capacità assunti dagli operatori.

Garanzie

5.26 Per quanto concerne i sistemi di garanzia si rinvia integralmente a quanto già illustrato nei precedenti documenti di consultazione. L’orientamento dell’Autorità in materia non ha infatti subito mutamenti.

6 Glossario

6.1 Ai fini dell’interpretazione degli acronimi utilizzati nel presente documento se ne riportano di seguito le definizioni:

- **Base Residual Auction (BRA)** è l’asta “madre” di approvvigionamento di capacità nel *Reliability Pricing Model* del PJM.
- **Cost of New Entry (CONE)** è il costo di un nuovo ingresso nel sistema elettrico calcolato per un’unità di riferimento (unità proxy).
- **Equivalent Forced Outage Rate (EFORD)** è il tasso medio storico di accidentalità del sistema o della singola risorsa di capacità di generazione.
- **Fixed Resource Requirement (FRR) curve** è la curva di domanda verticale (anelastica al prezzo) della RTO nel *Forward Capacity Market* del New England.
- **Forward Capacity Auction (FCA)** è l’asta “madre” di approvvigionamento di capacità nel *Forward Capacity Market* del New England.
- **Forward Capacity Market (FCM)** è il mercato centralizzato della capacità del New England.
- **Incremental Auction (IA)** sono le aste di “aggiustamento” nel PJM.
- **Installed Capacity (ICAP)** è la capacità espressa in termini di capacità installata.
- **Installed Capacity Requirement (ICR)** è il fabbisogno di capacità installata.
- **ISO New England (ISO-NE)** è la Regional Transmission Organization che gestisce la rete di trasmissione e il mercato elettrico all’ingrosso di Connecticut, Maine, Massachusetts, New Hampshire, Rhode Island e Vermont.
- **Load Serving Entity (LSE)** è l’equivalente di un venditore di energia elettrica.
- **Loss of Load Expectation (LOLE)** è l’equivalente del probabilità di perdita del carico o PPC.
- **Net Cost of New Entry (netCONE)** è il CONE al netto del *Net Energy & Ancillary Services Revenue*.
- **Net Energy & Ancillary Services Revenue (Net E&AS Revenue)** rappresenta i margini attesi rispetto ai costi variabili di produzione che l’unità di riferimento dovrebbe conseguire nel *Real-Time Energy Market* e negli Ancillary Service Market.
- **Net Installed Capacity Requirement (NICR)** è l’ICR del New England al netto della capacità di interconnessione assegnata sull’interconnessione con il Quebec.
- **PJM Interconnection (PJM)** è la Regional Transmission Organization (RTO) che gestisce la rete di trasmissione e il mercato elettrico all’ingrosso di tutto o parte del

Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia and the District of Columbia.

- **Reconfiguration Auction (RA)** sono le aste di “aggiustamento” nel New England.
- **Reliability Pricing Model (RPM)** è il mercato centralizzato della capacità del PJM.
- **Unforced Capacity (UCAP)** è la capacità espressa in termini di capacità disponibile in probabilità.
- **Value of Lost Load (VOLL)** è l’equivalente del valore dell’energia non fornita o VENN.
- **Variable Resource Requirement (VRR) curve** è la curva di domanda inclinata (elastica al prezzo) del RTO nel *Reliability Pricing Model* del PJM.