

DCO 24/08

**FONDAMENTI E RAZIONALI DELLE ZONE:
IMPATTO POTENZIALE SUL MERCATO ELETTRICO**

Documento per la consultazione
Mercato di incidenza: energia elettrica

1 luglio 2008

Premessa

Il presente documento è redatto dalla Direzione Mercati dell'Autorità nell'ambito del procedimento istruttorio per la valutazione della proposta della società Terna Spa (di seguito: Terna) di revisione del numero e dell'estensione delle zone nel mercato elettrico e per l'eventuale approvazione della medesima proposta ai sensi della deliberazione n. 111/06 concernente il servizio di dispacciamento di merito economico dell'energia elettrica. Tale procedimento è quindi finalizzato a formulare una proposta all'Autorità per l'approvazione delle nuove zone con vigenza per l'anno 2009 e per i successivi due anni.

Nel contesto dell'istruttoria, si ritiene opportuno portare a conoscenza degli operatori, dei consumatori e, più in generale, dei soggetti interessati, gli attuali benefici e le criticità che il sistema zonale mantiene nel mercato elettrico italiano, alla luce di ormai quattro anni di operatività del medesimo mercato.

Allo scopo è qui contenuta una breve analisi di tipo teorico orientata a consentire l'apprezzamento dell'impatto che il meccanismo zonale comporta nel mercato elettrico, offrendo un esame da diversi punti di vista, sia dei diversi operatori di mercato (consumatori, produttori ed altri) che dei soggetti istituzionali, anche al fine del monitoraggio di comportamenti anti-concorrenziali. E' inclusa anche una valutazione quantitativa dell'impatto della nuova proposta di separazione della rete rilevante in zone con riferimento alle due zone (Nord-Ovest e Nord-Est) a valere sul territorio oggi ricompreso nella zona Nord; ciò è stato effettuato riportando informazioni richieste esplicitamente a Terna nell'ambito della citata istruttoria e comunicate dalla medesima con lettera in data 30 giugno 2008, in ottemperanza alle disposizioni di cui all'articolo 15 della deliberazione n. 111/06. Da tale data decorre, pertanto, il termine di 45 giorni per l'approvazione di cui al comma 15.3 della medesima deliberazione.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità, per iscritto, le loro osservazioni e le loro proposte entro e non oltre il 29 luglio 2008, termine di chiusura della presente consultazione.

Ai fini di agevolare la pubblicazione dei contenuti dei documenti pervenuti in risposta alla presente consultazione si chiede di inviare, ove possibile, tali documenti anche in formato elettronico, oltre ad indicare espressamente quali parti dei documenti trasmessi all'Autorità si intendano riservate alla medesima.

Osservazioni e proposte dovranno pervenire all'indirizzo sotto riportato tramite uno solo dei seguenti mezzi (in ordine decrescente di preferenza):

- e-mail con allegato il documento contenente le osservazioni
- fax
- posta

Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione Mercati
Unità Mercato all'Ingrosso e Concorrenza
Unità Dispacciamento, Trasporto/Trasmissione e Stoccaggio

Piazza Cavour 5 – 20121 Milano
tel. 02.655.65.336/284/290
fax 02.655.65.265
e-mail: mercati@autorita.energia.it
sito internet: www.autorita.energia.it

1. INTRODUZIONE

1.1 Premessa e quadro normativo

Ai sensi della deliberazione n. 111/06 Terna è tenuta a suddividere la rete rilevante (ovvero l'insieme della rete di trasmissione nazionale, ivi inclusa la rete di interconnessione con l'estero, e delle reti di distribuzione in alta tensione direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale in almeno un punto di interconnessione) in un numero limitato di zone per periodi di vigenza con durata non inferiore a tre anni.

Terna ha presentato in data 28 maggio 2008 la propria proposta di suddivisione in zone della rete rilevante per il periodo 2009-2011, per l'approvazione da parte dell'Autorità ai sensi della suddetta deliberazione.

Il presente documento richiama i principi normativi cui la proposta di Terna di suddivisione della rete rilevante in zone deve attenersi e propone una analisi dei principali effetti di impatto potenziale che tale suddivisione produce sugli esiti del mercato dell'energia elettrica all'ingrosso così come sul quelli del mercato dei servizi di dispacciamento (di seguito MSD), al fine di raccogliere osservazioni ed elementi utili per il provvedimento in merito all'approvazione della proposta di Terna.

La suddivisione della rete rilevante in zone costituisce, di fatto, una rappresentazione semplificata della realtà fisica di funzionamento del sistema elettrico.

Nella realtà, infatti, la ripartizione dei flussi di energia elettrica sulla rete dipende dall'immissione¹ netta di energia elettrica in ciascun nodo della rete stessa².

I limiti che caratterizzano la capacità di trasporto della rete rilevante fanno sì che non sia generalmente possibile avere per tutte le combinazioni di immissioni nette (positive o negative) nei diversi nodi della rete, sebbene bilanciate in termini di energia immessa e prelevata³, piena compatibilità con l'esercizio in sicurezza del sistema. Le leggi della fisica che governano la distribuzione dei flussi di energia elettrica sulla rete richiedono, per lo più, che il gestore del dispacciamento (Terna), al fine di rendere compatibili i flussi di energia elettrica sulla rete con la capacità di trasporto della rete, possa intervenire *ex officio* sulle immissioni nette di energia elettrica nei diversi nodi.

La suddivisione della rete rilevante in zone è basata su una semplificazione della realtà fisica di funzionamento del sistema ed assume che la compatibilità con l'esercizio in sicurezza del sistema delle immissioni nette nei diversi nodi possa essere assicurata considerando solo l'immissione netta di energia elettrica in ciascuna zona⁴, come se fosse un *unicum*. Come se, di fatto, qualsiasi combinazione di immissioni nette nei diversi nodi di una stessa zona fosse

¹ Oltre che da altri parametri elettrici non considerati nel presente documento per semplicità espositiva.

² Per immissione netta di energia elettrica in ciascun nodo si intende la differenza fra l'immissione e il prelievo di energia elettrica sullo stesso nodo. Per convenzione, un valore positivo equivale ad un'immissione di energia elettrica in rete mentre un valore negativo equivale a un prelievo di energia elettrica dalla rete.

³ Ossia a somma algebrica pari a zero al netto delle perdite di rete.

⁴ L'immissione netta di una zona è pari alla somma algebrica delle immissioni nette di tutti i nodi localizzati nella medesima zona al netto delle perdite di rete.

compatibile con l'esercizio in sicurezza della rete e, quindi, tutti i nodi appartenenti ad una medesima zona collassassero in un unico nodo sulla rete rilevante.

Questa rappresentazione semplificata della realtà fisica del sistema, che chiameremo di seguito "aggregazione in zone", viene utilizzata nell'architettura del mercato elettrico italiano al fine di determinare sia gli esiti delle negoziazioni che hanno luogo nei mercati dell'energia elettrica all'ingrosso⁵ che le assegnazioni dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto anche per l'esecuzione dei contratti bilaterali registrati sulla Piattaforma Conti Energia (PCE) (cosiddette vendite e acquisti netti a termine). D'altra parte, l'applicazione, oggi prevista in Italia, di un meccanismo di compensazione tra i consumatori che rende uniforme su tutto il territorio nazionale il prezzo di acquisto dell'energia elettrica all'ingrosso (PUN), fa sì che l'impatto dell'aggregazione in zone sui consumatori non dipenda dalla localizzazione dei prelievi degli stessi⁶.

I programmi di immissione e prelievo definiti a valle del mercato all'ingrosso, sebbene compatibili con la realtà semplificata utilizzata in detto mercato, possono non essere compatibili con l'esercizio in sicurezza del sistema, ovvero con la corretta rappresentazione nodale dello stesso. In tal caso, è Terna che, nella sua qualità di gestore del dispacciamento, deve negoziare in MSD con gli utenti del dispacciamento variazioni nei programmi di immissione (o di prelievo) così da rendere l'insieme dei programmi di immissione e prelievo compatibili con la realtà fisica di funzionamento in sicurezza del sistema. I costi sostenuti da Terna sono, infine, ribaltati sull'insieme dei consumatori.

1.2 I criteri dell'aggregazione zonale alla base della deliberazione n. 111/06

L'aggregazione in zone fa sì che, per la risoluzione di congestioni sulla rete rilevante, il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta sul mercato del giorno prima (MGP) possa essere differenziato solo fra zone e, quindi, che l'energia elettrica venduta in una stessa zona sia valorizzata al medesimo prezzo, indipendentemente dal nodo in cui è localizzata, entro la zona, l'unità di produzione cui la vendita è associata; considerazioni analoghe valgono per il mercato di aggiustamento (MA).

Per quanto riguarda il dispacciamento dei contratti bilaterali registrati sulla PCE, l'aggregazione in zone fa sì che i relativi corrispettivi per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto siano calcolati con riferimento solo alla zona in cui sono localizzati i punti di dispacciamento cui afferiscono i programmi di immissione in esecuzione dei medesimi contratti.

⁵ Prezzi di equilibrio e quantità accettate in vendita o in acquisto nel mercato del giorno prima e nel mercato di aggiustamento

⁶ Lato consumo, l'aggregazione in zone consente una semplificazione del processo di formulazione delle previsioni dei programmi di consumo al fine di contenere le penalità di sbilanciamento; nei limiti in cui il venditore non disponga di informazioni migliori di quelle del gestore del dispacciamento sulla distribuzione tra i nodi di un'area dei consumi dei suoi clienti, tale semplificazione ha sicuramente ricadute positive. Si noti, comunque, che esistono altri strumenti che consentono di ottenere effetti analoghi, in termini di semplificazione del processo di formulazione delle previsioni dei programmi di consumo, anche in assenza di aggregazione in zone.

In assenza di aggregazione in zone, viceversa, i diritti di utilizzo della capacità di trasporto dovrebbero essere assegnati utilizzando la medesima topologia di rete nodale in uso per la risoluzione del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD). Vale a dire che anche i corrispettivi per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto sarebbero potenzialmente diversi a seconda del nodo della rete in cui è localizzato il punto di immissione.

In un confronto rispetto ad una struttura nodale⁷, un primo effetto dell'aggregazione in zone è quindi quello di rendere omogeneo il bene energia elettrica all'ingrosso all'interno di ciascuna zona. Questa standardizzazione del bene nello spazio ha come effetto positivo quello di ridurre sensibilmente i costi di transazione connessi con l'acquisto/vendita di coperture dal rischio prezzo; ciò che consente ai produttori di ridurre – *ceteris paribus* – i costi connessi con l'attività di produzione in senso lato.

S1. Si condivide il fatto che l'aggregazione in zone, data la connessa standardizzazione nello spazio (ovvero all'interno della zona considerata) del bene energia elettrica all'ingrosso consenta di ridurre sensibilmente i costi di transazione relativi all'acquisto/vendita di coperture dal rischio prezzo?

S2. In caso di risposta affermativa, si ritiene che ciò consenta di ridurre i costi connessi con l'attività di produzione in senso lato?

D'altra parte, l'aggregazione in zone ha effetto anche sulla quantità di risorse che Terna deve approvvigionare nel MSD al fine di assicurare, in ultima istanza, la sicurezza del sistema; con un indubbio incremento dei costi sostenuti da Terna e ribaltati sui consumatori finali.

Infatti, l'aggregazione in zone porta ad assegnare dei diritti ad immettere energia elettrica per fare fronte agli impegni assunti attraverso contratti bilaterali registrati e/o offerte di vendita accettate su MGP (e/o su MA) che Terna è costretta a ricomprare⁸ (su MSD) in quanto non sono esercitabili senza compromettere la sicurezza del sistema⁹.

Più dibattuto è l'effetto dell'aggregazione in zone sul livello dei prezzi nel mercato dell'energia elettrica all'ingrosso. Sebbene, infatti, è possibile che l'aggregazione in zone dei nodi (ovvero la suddivisione della rete rilevante in un numero molto limitato di zone) possa condurre, rispetto alla situazione "nodale", ad una riduzione del livello dei prezzi nel mercato dell'energia elettrica all'ingrosso, è altresì ben possibile (ed in molti casi molto probabile) che, come dimostrato nel capitolo 2, l'aggregazione in zone porti addirittura ad un aumento del livello medio dei prezzi zionali nel mercato dell'energia elettrica all'ingrosso, ovvero del PUN. *Ceteris paribus*, quanto minore è il numero di zone tanto maggiore è il rischio che il

⁷ Che ridurrebbe quindi gli interventi di Terna in MSD quasi esclusivamente al solo approvvigionamento di riserva e diversi servizi ancillari.

⁸ Ciò vale in particolare per le cosiddette congestioni intrazonali (ovvero interne alle zone).

⁹ L'assunto secondo cui qualsiasi combinazione di immissioni nette nei diversi nodi di una stessa zona sia compatibile con la sicurezza della rete è, infatti, vero solo in probabilità.

livello del PUN sia maggiore rispetto a quello che caratterizzerebbe gli esiti del mercato all'ingrosso utilizzando una rappresentazione realistica, quindi nodale, della rete rilevante.

Di norma, salvo situazioni marginali, gli eventuali benefici ottenuti dall'insieme dei consumatori in termini di una riduzione del PUN risultano comunque inferiori, anche di molto, ai connessi costi sostenuti da Terna, per conto dei consumatori, per risolvere le congestioni e rendere i programmi di immissione compatibili con la realtà fisica del sistema. Pertanto, l'aggregazione in zone se da una parte facilita, grazie ad una maggiore standardizzazione del prodotto energia elettrica, il contenimento del rischio sopportato dai produttori, dall'altra tende ad aumentare il costo complessivo sostenuto dai consumatori per l'energia elettrica all'ingrosso ed il servizio di dispacciamento.

Al fine di contemperare le diverse esigenze di standardizzazione del prodotto e di contenimento degli oneri per i consumatori, l'articolo 15.1 della deliberazione n. 111/06 prevede che Terna suddivida la rete rilevante in zone in modo che, sulla base delle informazioni disponibili al momento della definizione:

- a) la capacità di trasporto tra le zone deve risultare inadeguata all'esecuzione dei programmi di immissione e di prelievo corrispondenti alle situazioni di funzionamento ritenute più frequenti, sulla base delle previsioni degli esiti del mercato elettrico formulate da Terna;
- b) l'esecuzione dei programmi di immissione e di prelievo non deve dare luogo a congestioni all'interno di ciascuna zona nelle prevedibili situazioni di funzionamento;
- c) la dislocazione delle immissioni e dei prelievi, anche potenziali, all'interno di ciascuna zona non abbia significativa influenza sulla capacità di trasporto tra le zone.

Le condizioni di cui sub b) e sub c) tendono ad assicurare che l'onere posto sui consumatori a causa dell'aggregazione in zone sia contenuto; queste condizioni assicurano infatti che le azioni di redispacciamento che Terna deve operare su MSD per rendere compatibili i programmi post MA con la realtà fisica della rete siano contenute sia in termini di frequenza che di dimensione (anche economica).

La condizione sub a) è finalizzata a garantire la massima standardizzazione del prodotto energia elettrica all'ingrosso compatibilmente con il rispetto delle condizioni di cui sub b) e sub c).

Al fine di dare sufficienti certezze nella negoziazione delle coperture contro il rischio prezzo, la deliberazione n. 111/06 prevede che la suddivisione della rete rilevante in zone abbia validità per periodi di durata non inferiore a tre anni.

Al termine di ciascun periodo di validità di una suddivisione della rete rilevante in zone, Terna è tenuta a definire e proporre all'Autorità per l'approvazione una nuova ipotesi di suddivisione della rete rilevante in zone.

La nuova proposta ben potrebbe riprodurre la medesima suddivisione in zone precedentemente in vigore; tuttavia è indispensabile che sia svolta una nuova analisi che dimostri il rispetto delle condizioni di cui all'articolo 15.1 della deliberazione n. 111/06, tenendo conto non solo delle evoluzioni (della rete rilevante e degli impianti di produzione e di consumo) certe al momento di formulazione della proposta ma anche delle evoluzioni possibili sino al termine del periodo per cui si sta proponendo la suddivisione in zone.

Al fine di consentire di valutare il rispetto delle condizioni di cui all'articolo 15.1 della deliberazione n. 111/06, l'articolo 15.2 della medesima deliberazione prevede che Terna corredi la propria proposta di informazioni circa le ipotesi ed i criteri utilizzati per la suddivisione della rete rilevante in zone; in particolare, le informazioni comprendono almeno:

- a) la descrizione di situazioni caratteristiche di funzionamento del sistema elettrico, con possibili schemi di rete rilevante anche in relazione ai piani di indisponibilità programmata degli elementi di rete;
- b) la valutazione quantitativa dell'impatto di variazioni incrementali, anche potenziali, nelle immissioni o nei prelievi all'interno della zona sull'utilizzo della capacità di trasporto tra le zone nelle situazioni di funzionamento di cui alla precedente lettera a);
- c) il modello e le ipotesi utilizzate da Terna per la previsione dell'esito del mercato e dei corrispondenti flussi sulla rete rilevante.

Nel capitolo 3 sono presentate alcune delle informazioni comunicate da Terna ai sensi dell'articolo 15.2 della deliberazione n. 111/06, nonché alcune valutazioni di impatto economico di confronto tra la suddivisione proposta da Terna e quella precedentemente in vigore. Tali valutazioni sono riferite alle ipotesi alternative di aggregazione dei nodi oggi compresi nella zona Nord in un'unica zona (così come è oggi) ovvero in due distinte zone (zona Nord-Est e zona Nord-Ovest, come proposto da Terna).

È comunque importante considerare che, come si evince da quanto richiamato in precedenza, l'aggregazione in zone è fondamentalmente un processo di aggregazione di nodi e non un processo di separazione in zone dell'intero territorio nazionale.

Infine, è opportuno rilevare che il rispetto dei criteri di cui al comma 15.1, lettere b) e c), della deliberazione n. 111/06 è tanto più necessario se si considerano gli effetti di una aggregazione di gruppi di nodi in due zone distinte anziché in un'unica zona; se, nell'uso effettivo della rete, non si presentano congestioni né all'interno di ciascuna zona né tra le due zone, non si produce altro effetto se non un aumento della complessità del mercato all'ingrosso, che comunque non grava su operatori e consumatori.

La capacità di trasporto tra le due zone, che deve riflettere la realtà della fisicità della rete rilevante, sarà in tal caso sufficiente a consentire i flussi tra le due zone senza dare luogo a congestioni e a differenziali di prezzo tra le medesime zone.

Così come, in caso di sviluppi della capacità di trasporto che consentano di rimuovere in tutte le situazioni le congestioni tra due zone precedentemente separate, l'opportunità di aggregarle in un'unica zona è dettata unicamente dall'esigenza di ridurre la complessità del mercato all'ingrosso.

S3. Si concorda sul fatto che se, nell'uso effettivo della rete, non si presentano congestioni tra due zone, l'averle separate piuttosto che averle aggregate in un'unica zona non produce altro effetto se non un aumento della complessità del disegno del mercato all'ingrosso, che comunque non grava su operatori e consumatori?

Inoltre, la normativa attualmente in vigore prevede che la determinazione della suddivisione della rete rilevante in zone da parte di Terna debba tenere conto del diverso grado di concentrazione del mercato all'ingrosso che si verrebbe a determinare a valle della suddivisione stessa. Diverso grado di concentrazione che, come mostrato nel successivo capitolo, potrebbe in realtà essere solo apparente; in tale situazione la “maggior” aggregazione zonale potrebbe non produrre alcun effetto positivo per i consumatori.

2. ANALISI TEORICA DEGLI EFFETTI DELL'AGGREGAZIONE IN ZONE SUL LIVELLO DEI PREZZI NEL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA ALL'INGROSSO E SUI COSTI DI DISPACCIAMENTO

Nel presente capitolo si illustrerà quali siano, da un punto di vista teorico, gli effetti, nel breve periodo, dell'aggregazione in zone sul livello dei prezzi nel mercato dell'energia elettrica all'ingrosso e sui costi di dispacciamento, nonché l'impatto in termini di scelte di investimento in impianti di generazione.

L'obiettivo è quello di rendere evidente perché ed in che misura un'aggregazione in zone che non rispetti i principi di cui ai punti b) e c) dell'articolo 15.1 della deliberazione n. 111/06 possa ridurre il benessere dei consumatori e portare a scelte inefficienti di investimento.

Con riferimento alla variazione del benessere dei consumatori, l'analisi mostrerà gli esiti di diverse ipotesi di aggregazione in zone in termini di prezzo nel mercato dell'energia elettrica all'ingrosso mediamente pagato dall'insieme dei consumatori, indipendentemente dalla loro localizzazione; inoltre, si evidenzieranno gli effetti in termini di costo unitario complessivo per MWh consumato, determinato come somma tra il prezzo pagato nel mercato all'ingrosso e l'*uplift* applicato da Terna a copertura della spesa sostenuta su MSD per la risoluzione delle congestioni al netto delle rendite da congestione nel mercato dell'energia elettrica all'ingrosso. Considerare l'effetto dell'aggregazione in zone sul prezzo mediamente pagato dai consumatori nel mercato all'ingrosso è del resto coerente con l'applicazione di meccanismi di compensazione quali il prezzo unico nazionale (PUN).

Al fine di rendere l'analisi più semplice e comprensibile, supporremo, senza perdita di validità generale, di procedere all'aggregazione in zone di un sistema molto semplice costituito da due soli nodi A e B.

In ciascun nodo sono presenti gruppi di consumatori (L_A e L_B), con domanda che si assume, per semplicità, anelastica al prezzo; inoltre, nel nodo A sono presenti n ($=4$) impianti di produzione ciascuno con capacità G_{i_A} e, nel nodo B, m ($=5$) impianti di produzione ciascuno con capacità G_{j_B} .

Si assuma che la produzione nel nodo A sia caratterizzata da costi variabili (C_v) più bassi di quelli della produzione nel nodo B; ovvero che $C_v G_{i_A} < C_v G_{j_B}$, per ogni coppia i, j ;

Supponiamo, inoltre, che la strategia di offerta sia concorrenziale; i produttori cioè offriranno la loro energia ad un prezzo pari al loro costo variabile ovvero, se superiore, al loro costo opportunità (anche riferito alla possibilità di offrire la medesima energia sul MSD).

In tale ottica, costi più elevati che possono caratterizzare la produzione in un nodo possono anche rappresentare, ai fini dell'esempio, l'esercizio di potere di mercato eventualmente detenuto da uno o più operatori in detto nodo. In tal caso, il costo variabile riportato in tabella e corrispondente all'offerta dell'operatore è da intendersi l'effettivo costo variabile aumentato di un opportuno *mark up*.

Si assume, infine, che la capacità di trasporto sia limitata così che la somma della domanda in A ed in B ($L_A + L_B$) non possa essere soddisfatta dalla sola capacità di produzione presente in A ($\sum_i G_{i_A}$) od in B ($\sum_j G_{j_B}$) senza violare i limiti di trasporto tra i due nodi.

2.1 Modello hp1: capacità produttiva nel nodo A in grado di soddisfare l'intera domanda (A + B)

Di seguito si analizzano gli effetti connessi alle due possibili aggregazioni in zone (zona A e zona B distinte o zona unica A + B) nell'ipotesi che la capacità produttiva della zona A (a basso costo variabile) sia sufficiente a soddisfare l'intera domanda espressa nelle due zone.

Caratterizziamo, quindi, il modello (modello hp1) come segue:

Nodo A			Interconnessione A-B	Nodo B		
Unità	Energia (MWh/h)	Costo variabile (€/MWh)	Capacità (MW)	Unità	Energia (MWh/h)	Costo variabile (€/MWh)
L _A	300	—	200	L _B	700	—
G _{1 A}	300	20		G _{5 B}	150	50
G _{2 A}	300	20		G _{6 B}	300	70
G _{3 A}	400	40		G _{7 B}	300	80
G _{4 A}	400	40		G _{8 B}	50	80
—	—	—		G _{9 B}	300	150

Tabella 1

Nel caso in cui (Scenario base hp1) l'aggregazione in zone della rete rilevante porti a costituire due zone distinte A e B, si otterrebbero i seguenti esiti:

Prezzo Zona A (€/MWh)	Prezzo Zona B (€/MWh)	Corrispettivo di congestione (€/MWh)
[A]	[B]	[C]=[B]-[A]
20	80	60

Prezzo medio per MWh consumato (PUN) (€/MWh)	Spesa MSD (k€)	Uplift (€/MWh)	Costo totale per MWh consumato (€/MWh)
[D] = ([A]*L _A + [B]*L _B)/(L _A +L _B)	[E]	[F] = ([E]*1.000-[C]*200)/(L _A +L _B)	[G] = [D]+[F]
62	0	- 12	50

Tabella 2: Esiti Scenario base hp1

Nel caso in cui, viceversa, l'aggregazione in zone della rete rilevante si spinga a costituire un'unica zona (Scenario zona unica hp1), si otterrebbero i seguenti esiti:

Prezzo unico nazionale (PUN) (€/MWh)	Spesa MSD (k€)	Uplift (€/MWh)	Costo totale per MWh consumato (€/MWh)
[A]	[B]	$[C] = ([B] * 1.000) / (L_A + L_B)$	$[D] = [A] + [C]$
40	30	30	70

Tabella 3: Esiti Scenario zona unica hp1

Come si vede, dal confronto tra gli esiti riportati nelle tabelle 2 e 3, nonostante il PUN (ovvero il prezzo mediamente pagato dai consumatori nel mercato all'ingrosso) si riduca nel caso della zona unica, il costo totale per MWh consumato è sensibilmente maggiore in questo caso rispetto allo Scenario base hp1 con due zone.

Questo è dovuto al sensibile aumento dell'*uplift* tra i due scenari.

Nello Scenario base hp1, l'*uplift* assume un valore pari a -12 €/MWh a causa della redistribuzione tra i consumatori delle rendite da congestione incamerate da Terna nel mercato all'ingrosso. Non sono presenti in questo scenario costi di risoluzione delle congestioni su MSD, in quanto tutte le congestioni sono state risolte nel mercato all'ingrosso: i diritti assegnati nel mercato all'ingrosso sono coerenti con la fisicità della rete.

Nello Scenario zona unica hp1, invece, Terna non ha raccolto nessuna rendita da congestione nel mercato all'ingrosso. Viceversa, Terna sostiene dei costi per la risoluzione delle congestioni su MSD; in particolare Terna:

- compra 500 MWh nel nodo B ad un prezzo di 80 €/MWh;
- vende 500 MWh nel nodo A ad un prezzo di 20 €/MWh.

Per una spesa totale di € 30.000 (+500*80 – 500*20).

Si noti che i prezzi offerti per la risoluzione delle congestioni su MSD (80 €/MWh a salire nel nodo B e 20 a scendere in quello A) sono coerenti con un comportamento concorrenziale degli operatori che, anche in presenza di una remunerazione *pay as bid* presentano offerte a prezzi pari al valore marginale atteso del bene; valore che in un contesto concorrenziale, è pari al costo marginale dello stesso.

S4. Si concorda sul fatto che sia corretto assumere – come fatto nell'esempio precedente – che anche in presenza di una remunerazione pay as bid i prezzi offerti per la risoluzione delle congestioni su MSD debbano in valore atteso essere pari al valore marginale atteso del bene?

Terna sosterebbe, quindi, ingenti costi per ricomprare i diritti all'uso della rete che sono stati assegnati nel mercato all'ingrosso in eccesso rispetto a quelli realmente eseguibili data la sicurezza della rete.

Il confronto tra i due scenari sembra evidenziare, dunque, che nel caso in cui l'aggregazione in zone non rispetti i criteri di cui alle lettere b) e c) dell'articolo 15.1 della deliberazione n. 111/06, il costo complessivamente sostenuto dai consumatori sia superiore (od al limite uguale) a quello che caratterizzerebbe un'aggregazione in zone che rispetti i suddetti criteri.

Il costo complessivamente sostenuto dai consumatori rimarrebbe il medesimo nei due Scenari solo nell'ipotesi che il costo variabile di produzione dell'ultimo impianto chiamato a produrre nello Scenario zona unica hp1 sia il medesimo di quello dell'ultimo impianto chiamato a produrre nel nodo A nello Scenario base hp1; ovvero, il costo complessivamente sostenuto dai consumatori rimane il medesimo solo se il costo variabile dell'impianto 3¹⁰ (CvG_{3_A}) è pari a 20 €/MWh.

Valutazione dell'impatto della presenza nel nodo B di generazione "a basso costo"

Si potrebbe obiettare che l'esito precedente sia funzione delle ipotesi di struttura di costo utilizzate nel modello. In particolare, si potrebbe ritenere che gli esiti potrebbero essere diversi qualora sia fatta cadere l'assunzione che $CvG_{i_A} < CvG_{j_B}$, per ogni coppia i, j.

Per valutare l'importanza di questa assunzione ipotizziamo che, nel precedente modello, il costo variabile degli impianti 5 e 6 (CvG_{5_B} e CvG_{6_B}) sia pari a 20 €/MWh.

In questo caso, mentre è evidente che gli esiti dello Scenario base hp1 non si modificano, quali saranno gli esiti dello Scenario zona unica hp1?

La risposta a questa domanda dipende dalle assunzioni rispetto alla strategia di offerta degli impianti 5 e 6 nel nodo B.

Se questi impianti presentassero delle offerte nel mercato all'ingrosso pari al proprio costo variabile (20 €/MWh) allora gli esiti sarebbero i seguenti.

Prezzo unico nazionale (PUN) (€/MWh)	Spesa MSD (k€)	Uplift (€/MWh)	Costo totale per MWh consumato (€/MWh)
[A]	[B]	[C] = ([B]*1.000)/(L _A +L _B)	[D] = [A]+[C]
20	3	3	23

Tabella 3 bis: Esiti Scenario zona unica hp1 (con $CvG_{5,6_B} < CvG_{3,4_A}$)

Si noti che la spesa che Terna sostiene per la risoluzione delle congestioni su MSD è contenuta; infatti, Terna:

- compra 50 MWh nel nodo B ad un prezzo di 80 €/MWh;
- vende 50 MWh nel nodo A ad un prezzo di 20 €/MWh.

Per una spesa totale di € 3.000 (+50*80 – 50*20).

Parrebbe, quindi, che rimuovere l'assunzione che $CvG_{i_A} < CvG_{j_B}$, per ogni coppia i, j possa produrre delle situazioni in cui lo Scenario zona unica hp1 consenta non solo una riduzione dei prezzi nel mercato all'ingrosso ma, addirittura, una riduzione del costo complessivamente sostenuto dai consumatori.

È, tuttavia, necessario domandarsi se sia corretto assumere che i produttori titolari degli impianti 5 e 6 nel nodo B offrano nel mercato all'ingrosso la propria produzione a 20 €/MWh

¹⁰ In realtà, perché si realizzi l'equivalenza in caso di comportamento di offerta razionale (ipotizzando un equilibrio marginale "al secondo prezzo" ovvero con prezzo pari al costo variabile del primo impianto non accettato), anche CvG_{4_A} dovrebbe essere pari a 20 €/MWh.

senza considerare il costo opportunità della cessione della medesima energia su MSD per risolvere le congestioni.

Parrebbe più logico assumere che nell'offerta presentata nel mercato all'ingrosso gli operatori scontino i costi opportunità derivanti dall'operare su MSD e, quindi, la produzione degli impianti 5 e 6 sia offerta anche nel mercato all'ingrosso a 80 €/MWh. In tal caso gli esiti che si ottengono sono i medesimi ottenuti nel modello originario, con il costo variabile dell'impianto 5 pari a 50 €/MWh e quello dell'impianto 6 pari a 70 €/MWh.

Una simile strategia di offerta (con prezzo pari al maggior valore tra costo variabile e costo opportunità) non solo è razionale ma anche concorrenziale¹¹.

Si consideri, del resto, che è lecito attendersi che il prezzo offerto nel mercato all'ingrosso (nel caso di specie da parte degli impianti nel nodo B) sia tanto più coerente con il prezzo ottenibile nel MSD quanto più gli operatori siano consapevoli ex-ante del valore assunto da detto prezzo (ovvero della distribuzione di probabilità dello stesso).

Cioè, il prezzo offerto nel mercato all'ingrosso rifletterà tanto più quello ottenibile operando su MSD quanto più gli operatori siano in grado di fare arbitraggio tra i due mercati.

Assumere, quindi, che il prezzo offerto nel mercato all'ingrosso da parte degli impianti nel nodo B nello Scenario zona unica hp1 debba scontare il costo opportunità su MSD è tanto più corretto quanto:

- la capacità produttiva nel nodo B sia concentrata¹²;
- il "gioco" sia ripetuto;
- le quantità di energia che Terna deve acquistare su MSD dagli impianti nel nodo B (per risolvere le congestioni) siano non marginali; ovvero
- la probabilità che Terna sia costretta ad acquistare energia su MSD (per risolvere le congestioni) dagli impianti nel nodo B sia non piccola.

È comunque possibile che qualche produttore - verosimilmente di piccole dimensioni - non sia in grado di fare un'previsione sufficientemente corretta del valore della propria produzione su MSD¹³ (ai fini della risoluzione delle congestioni); tuttavia, il mancato arbitraggio da parte degli operatori di minori dimensioni rischia di avere un impatto modesto in termini di contenimento del costo complessivamente sostenuto dai consumatori.

Ad esempio, se nel caso precedente dello Scenario zona unica hp1, solo l'impianto 5 offrisse nel mercato all'ingrosso la propria produzione con un prezzo pari al costo variabile (20 €/MWh) mentre l'impianto 6 presentasse un'offerta al costo opportunità (80 €/MWh) si otterrebbero i seguenti esiti:

¹¹ Ovviamente, ciò presuppone che l'impianto sia abilitato alla partecipazione a MSD. D'altra parte, il fatto che alcuni impianti siano esclusi dalla partecipazione ad MSD per la risoluzione delle congestioni a programma potrebbe risultare non solo eccessivamente penalizzante per questi ma anche non favorire il contenimento del costo sostenuto da Terna.

¹² Ciò rende più facile prevedere la curva di offerta dei produttori nel nodo B su MSD.

¹³ Ovvero che non sia ammesso a partecipare a detto mercato.

Prezzo unico nazionale (PUN) (€/MWh)	Spesa MSD (k€)	Uplift (€/MWh)	Costo totale per MWh consumato (€/MWh)
[A]	[B]	$[C] = ([B] * 1.000) / (L_A + L_B)$	$[D] = [A] + [C]$
40	21	21	61

Tabella 3 ter: Esiti Scenario zona unica hp1 (con $CvG_{5,6_B} < CvG_{3,4_A}$ e bid 6 a costo opportunità)

Dove la spesa che Terna sostiene per la risoluzione delle congestioni su MSD sarebbe pari a 21.000 euro; Terna infatti:

compra 350 MWh nel nodo B ad un prezzo di 80 €/MWh;

vende 350 MWh nel nodo A ad un prezzo di 20 €/MWh.

Per una spesa totale di € 21.000 (+350*80 – 350*20).

In ogni caso, il non corretto arbitraggio (e l'aggregazione dei nodi A e B in un'unica zona) non consente di valorizzare adeguatamente la produzione degli impianti dei produttori di minori dimensioni (e quindi più concorrenziali) localizzati nel nodo B; ciò riduce gli incentivi all'entrata di nuovi operatori indipendenti nel medesimo nodo e non aiuta a risolvere problemi di concentrazione eventualmente presenti.

Da quanto sopra sembra potersi dedurre che, se si assume un comportamento di offerta razionale da parte degli operatori, rimuovere l'assunzione che $CvG_{i_A} < CvG_{j_B}$, per ogni coppia i, j non modifica il risultato ottenuto: il costo complessivamente sostenuto dai consumatori è sempre inferiore (o non superiore) nello Scenario base hp1.

S5. Si ritiene che, come parrebbe potersi desumere dal precedente confronto tra i due scenari, lo Scenario zona unica porti ad un aumento del costo complessivamente sostenuto dai consumatori? In caso contrario, per quali motivi ?

Ulteriori considerazioni in merito alla valutazione del livello dei costi opportunità

L'assunzione che le offerte degli operatori scontino un corretto arbitraggio tra mercato all'ingrosso e MSD (per la risoluzione delle congestioni) potrebbe essere contraddetta da una prima analisi della differenza storicamente registrata tra prezzi delle offerte di vendita accettate nel MGP e prezzi per le offerte a salire accettate nel MSD.

Tuttavia, a riguardo si deve considerare che:

- a) i prezzi mediamente registrati su MSD sono corrisposti non solo per la risoluzione delle congestioni, ma anche e soprattutto per altre prestazioni caratterizzate da diversi gradi di concorrenzialità dell'offerta;
- b) le quantità approvvigionate su MSD (per la risoluzione delle congestioni a programma) sono di entità relativa e, pertanto, per un singolo operatore potrebbe essere molto alta l'incertezza sulla quantità di energia che potrebbe vendere, ai fini della risoluzione delle congestioni a programma, in corrispondenza di ciascun livello di prezzo offerto;

- c) la possibilità di fare arbitraggio di prezzo tra MGP e MSD è condizionata dalla strategia di offerta su MGP dei principali operatori; se¹⁴ i principali operatori hanno strategie di offerta su MGP funzionali all'ottenimento di un predeterminato livello di margine primo e fissano i relativi prezzi conseguentemente, non c'è spazio per altri operatori di modificare il prezzo di equilibrio su MGP a valori superiori; piuttosto, questi operatori terzi, possono trattenere da MGP, per offrirle su MSD, le quantità per cui ritengono di potere essere indispensabili¹⁵ (eventualmente anche per risolvere le congestioni) ed ottenere in detto mercato prezzi superiori a quelli registrati in MGP¹⁶.

Oltre a quanto sopra si deve anche considerare che la valutazione dell'arbitraggio tra prezzi realizzati su MGP e quelli di MSD deve essere fatta scontando:

- a. il valore probabilistico dei ricavi (e quindi dei margini primi) attesi su MSD; in caso di un prezzo atteso di 100 €/MWh su MSD con probabilità del 50% e con un costo variabile di 20 €/MWh, un corretto arbitraggio (in caso di neutralità al rischio) porta ad offrire un prezzo di 60 €/MWh in MGP;
- b. l'effetto delle coperture a termine sottoscritte che – essendo riferite al mercato all'ingrosso - tendono a ridurre l'interesse dei produttori a mantenere prezzi elevati su MGP ma non condizionano gli esiti di MSD.

La considerazione sub a., riferita all'esempio teorico considerato, porta a ritenere che i produttori 5 e 6 del nodo B offriranno, nello Scenario zona unica hp1, la propria produzione a 80/MWh nel mercato all'ingrosso quanto più siano certi che potranno vendere energia a Terna su MSD per risolvere le congestioni al medesimo prezzo; pari cioè a quello che avrebbe caratterizzato la zona B nello Scenario base hp1.

La considerazione sub b. porta a ritenere che, nella misura in cui la sottoscrizione di contratti a termine porti a ridurre l'esercizio di potere di mercato (unilaterale o collettivo) nel mercato all'ingrosso, sia particolarmente opportuno che tutte le congestioni siano risolte in questo mercato e non su MSD; mercato quest'ultimo che, anche a causa della minor trasparenza intrinseca che lo caratterizza, parrebbe più soggetto all'esercizio del potere di mercato.

S6. Si ritiene che sia corretto assumere che il comportamento di offerta razionale dei produttori comporti che la loro offerta sconti il prezzo atteso (almeno per la risoluzione delle congestioni a salire) su MSD?

S7. In caso di risposta negativa allo spunto S6, quali ipotesi di comportamento di offerta razionale dei produttori si ritiene debbano essere assunte al fine di valutare se il costo complessivamente sostenuto dai consumatori sia inferiore o meno nello Scenario zona unica hp1?

¹⁴ A riguardo si veda l'esempio hp 3 esposto successivamente.

¹⁵ Ovvero le quantità per le quali ritengono probabile potere ottenere prezzi particolarmente elevati su MSD.

¹⁶ In questo caso, tuttavia, il mancato arbitraggio rischia di coniugarsi, nel caso di eccessiva aggregazione zonale, con esiti del mercato all'ingrosso simili a quelli dello Scenario zona unica hp3, esaminato successivamente, e particolarmente onerosi per i consumatori.

Dal confronto tra i due scenari sembrerebbe comunque potersi evincere che, quantomeno, lo Scenario zona unica hp1 consenta una riduzione dei prezzi nel mercato all'ingrosso.

A riguardo, tuttavia, valgono due considerazioni.

In primo luogo si deve considerare il valore relativo del risultato ottenuto. Infatti, che una riduzione delle zone porti a ridurre il prezzo medio nel mercato all'ingrosso dipende crucialmente dall'ipotesi che la capacità a basso costo delle aree con impianti più efficienti (il nodo A nel nostro esempio) sia in grado di soddisfare l'intera domanda del sistema.

Questa ipotesi è nella generalità dei casi poco realistica ed eventualmente plausibile solo con riferimento ad un sottoinsieme ristretto delle ore dell'anno (quelle con minore domanda). Rimuovendo questa ipotesi ed assumendo che i generatori offrano la propria produzione a un prezzo che tiene conto dei costi opportunità, il confronto tra lo scenario base e quello con un'unica zona evidenzia che lo scenario base produce esiti più favorevoli per i consumatori anche in termini di livello medio dei prezzi nel mercato all'ingrosso.

2.2 *Modello hp2: capacità produttiva nel nodo A non in grado di soddisfare l'intera domanda (A + B)*

Si ipotizzi che, rispetto all'analisi svolta precedentemente, la capacità degli impianti 3 e 4 nel nodo A sia ora pari a 50 MW e non più a 400 MW.

Il modello diviene, in questa ipotesi, il seguente (modello hp2):

Nodo A			Interconnessione A-B	Nodo B		
Unità	Energia (MWh/h)	Costo variabile (€/MWh)	Capacità (MW)	Unità	Energia (MWh/h)	Costo variabile (€/MWh)
L _A	300	—	200	L _B	700	—
G _{1 A}	300	20		G _{5 B}	150	50
G _{2 A}	300	20		G _{6 B}	300	70
G _{3 A}	50	40		G _{7 B}	300	80
G _{4 A}	50	40		G _{8 B}	50	80
—	—	—		G _{9 B}	300	150

Tabella 4

Nel caso in cui l'aggregazione in zone della rete rilevante porti a costituire due zone distinte A e B (Scenario base hp2), si otterrebbero i medesimi esiti di quelli analizzati nel modello precedente:

Prezzo Zona A (€/MWh)	Prezzo Zona B (€/MWh)	Corrispettivo di congestione (€/MWh)
[A]	[B]	[C]=[B]-[A]
20	80	60

Prezzo medio per MWh consumato (PUN) (€/MWh)	Spesa MSD (k€)	Uplift (€/MWh)	Costo totale per MWh consumato (€/MWh)
$[D] = ([A]*L_A + [B]*L_B) / (L_A + L_B)$	[E]	$[F] = ([E]*1.000 - [C]*200) / (L_A + L_B)$	$[G] = [D] + [F]$
62	0	- 12	50

Tabella 5: Esiti Scenario base hp2

Nel caso in cui l'aggregazione in zone della rete rilevante porti a costituire un'unica zona (Scenario zona unica hp2), si otterrebbero ora degli esiti diversi da quelli analizzati con il modello precedente:

Prezzo unico nazionale (PUN) (€/MWh)	Spesa MSD (k€)	Uplift (€/MWh)	Costo totale per MWh consumato (€/MWh)
[A]	[B]	$[C] = ([B]*1.000) / (L_A + L_B)$	$[D] = [A] + [C]$
80	12	12	92

Tabella 6: Esiti Scenario zona unica hp2

Come si vede dal confronto tra gli esiti riportati nelle tabelle 5 e 6, anche il PUN (ovvero il prezzo mediamente pagato dai consumatori nel mercato all'ingrosso) è maggiore nello Scenario zona unica hp2 rispetto a quello dello Scenario base hp2.

S8. Si condividono i risultati esposti nell'esempio precedente? In caso contrario sulla base di quali ipotesi di comportamento di offerta razionale dei produttori si ritiene che il PUN possa essere inferiore nello Scenario zona unica hp2 rispetto a quello dello Scenario base hp2 ?

I produttori nel nodo A si avvantaggiano, a spese dei consumatori, degli alti costi che caratterizzano la produzione nel nodo B; questi margini ottenuti dagli impianti 1, 2, 3 e 4 nel nodo A potrebbero produrre effetti distorsivi anche nel medio-lungo periodo, spingendo i produttori a localizzare nuovi impianti di produzione in un'area, il nodo A, caratterizzato da eccesso di capacità produttiva.

S9. Si concorda sul fatto che la situazione illustrata nell'esempio precedente possa produrre effetti distorsivi sulla corretta localizzazione dei nuovi impianti di produzione?

Viceversa, i margini ottenuti dagli impianti 5 e 6 nel nodo B sono giustificati dalla corretta localizzazione degli impianti stessi; tali impianti offrono la propria produzione ad 80¹⁷ €/MWh poiché scontano il valore della propria produzione su MSD per risolvere le congestioni. Infatti, per la risoluzione delle congestioni su MSD Terna:

- compra 200 MWh nel nodo B ad un prezzo di 80 €/MWh;
- vende 200 MWh nel nodo A ad un prezzo di 20 €/MWh.

Per una spesa totale di € 12.000 (+200*80 – 200*20).

Si noti che il prezzo offerto dagli impianti 5 e 6 nel nodo B riflette i costi opportunità che sono determinati inevitabilmente dalla reale struttura della rete e non da quella convenzionale utilizzata nel mercato all'ingrosso.

Il valore della produzione nel nodo B su MSD potrebbe riflettere, d'altra parte, non solo i costi variabili di produzione in detto nodo, ma anche l'esercizio del potere di mercato eventualmente detenuto dagli operatori in detto nodo.

Del resto, l'entità del potere di mercato detenuto dagli operatori e l'esercizio dello stesso sia nel MSD che nel mercato dell'energia elettrica all'ingrosso dipende dalla localizzazione degli impianti di ciascun operatore rispetto alla struttura reale della rete; dipende, invece, solo virtualmente dalla struttura dell'aggregazione in zone utilizzata nel mercato dell'energia elettrica all'ingrosso.

Quale che sia l'aggregazione in zone utilizzata nel mercato all'ingrosso, Terna deve rideterminare, nel MSD, gli esiti del mercato tenendo conto della realtà fisica del sistema. Nel presentare le loro offerte nel mercato all'ingrosso, pertanto, gli operatori sconteranno il valore dell'energia elettrica in MSD che riflette appunto anche l'esercizio di potere di mercato eventualmente detenuto considerando la reale struttura di rete.

Pertanto, analisi del mercato dell'energia elettrica all'ingrosso basate esclusivamente su indicatori di concentrazione o di indispensabilità riferiti alla mera struttura del mercato all'ingrosso risultante in funzione dell'aggregazione in zone adottata rischiano di sottostimare gli esiti di mercato in termini di livelli di prezzo attesi. Per riprodurre esiti più coerenti con la realtà, dette analisi dovrebbero tenere conto del comportamento di offerta razionale degli operatori che nelle offerte sul mercato all'ingrosso sconteranno i costi opportunità derivanti dall'operare su MSD.

È solo l'aumento (mediante lo sviluppo di nuove infrastrutture di rete) della capacità di trasporto tra i nodi della rete rilevante che consente di ridurre realmente la concentrazione del mercato e non un disegno del mercato all'ingrosso con un'aggregazione in zone basata su una rappresentazione della rete con vincoli di trasporto meno stringenti di quelli effettivi e che, quindi, non rispetti i criteri di cui alle lettere b) e c) della deliberazione n. 111/06.

Anzi un'eccessiva aggregazione in zone rischia di incentivare l'entrata di nuova capacità produttiva dove non è necessaria rendendo di fatto nullo l'effetto dell'entrata in termini di

¹⁷ Anche se gli impianti 5 e 6 nel nodo B avessero offerto la propria produzione a 50 e 70 €/MWh rispettivamente, il risultato qualitativo dell'analisi non sarebbe cambiato. La non corretta valorizzazione della produzione di detti impianti avrebbe comunque effetti negativi in termini di corretto segnale alla localizzazione degli investimenti in capacità produttiva.

aumento della concorrenza. Infatti, il potere di mercato detenuto da uno o più operatori nelle aree meno competitive verrebbe esercitato comunque su MSD; ciò, a sua volta non consente di ridurre i prezzi nel mercato all'ingrosso se almeno un impianto delle aree meno competitive - anche se nella disponibilità di operatori diversi da quelli che detengono potere di mercato - resta necessario per soddisfare l'intera domanda di sistema.

Solo l'entrata nelle aree meno competitive (o l'entrata nelle altre aree competitive accompagnata dall'aumento della capacità di trasporto) elimina realmente il potere di mercato detenuto in dette aree da uno o più operatori sia nel mercato dell'energia elettrica all'ingrosso che nel MSD.

Una generalizzazione degli effetti di un'eccessiva aggregazione in zone

Un'eccessiva aggregazione in zone, di fatto, finge che, in un primo mercato virtuale, un bene "A" sia equivalente ad un bene "B" (come fossero entrambi equivalenti ad un nuovo bene "AB") quando in realtà così non è. I produttori del bene B sanno che prima o poi, se i consumatori vogliono consumare il bene B, qualcuno (in questo caso Terna) dovrà inevitabilmente comprarlo da loro; e sanno anche che il prezzo che potranno ottenere è pari a quello a cui detto bene sarebbe stato già venduto nel primo mercato virtuale in caso non fosse stata posta l'equivalenza virtuale con il bene A.

Nessun produttore del bene B sarà disposto a cedere il proprio bene nel primo mercato virtuale ad un valore inferiore a quello cui sa che potrà cederlo successivamente.

L'equivalenza imposta tra bene A e bene B, pertanto, per potere conseguire l'obiettivo di abbassare i prezzi del nuovo bene AB nel primo mercato virtuale a valori coerenti con quelli del bene A, deve avere come presupposto che l'offerta del prodotto A sia superiore alla domanda di entrambi i beni.

Se così non fosse, il prezzo del bene AB rifletterebbe, anche nel primo mercato virtuale quello del bene B con tutto l'esercizio di potere di mercato che lo caratterizza.

Se d'altra parte, l'offerta del bene A fosse superiore ad entrambe le domande, ciò che si otterrebbe è un mercato dove una parte dei consumatori – quelli interessati al bene B – comprerebbe qualcosa di inutile ai loro fini. Di più, l'aumento della domanda del bene A porterebbe il prezzo del nuovo bene AB ad un valore superiore a quello che avrebbe caratterizzato la vendita del bene A separatamente.

2.3 Modello hp3: gli effetti di comportamenti strategici di operatori con potere di mercato

Nei casi in cui esistano operatori con potere di mercato e l'esercizio di potere di mercato sia mirato ad ottenere predeterminati obiettivi di profitto nel mercato dell'energia elettrica all'ingrosso, gli esiti di un'aggregazione in zone che non rispetti i criteri di cui alle lettere b) e

c) della deliberazione n. 111/06 potrebbero essere¹⁸ ancora più severi di quanto precedentemente illustrato.

Si ipotizzi, con riferimento al modello hp2, che gli impianti 6, 7 ed 8 nel nodo B siano nella disponibilità di un medesimo operatore “E” e che abbiano tutti un costo variabile pari a 50 €/MWh. Tuttavia, l’operatore “E” ha un obiettivo di margine primo nel mercato all’ingrosso pari a 10.500 €.

Il modello diviene in questa ipotesi il seguente (modello hp3):

Nodo A			Interconnessione A-B	Nodo B		
Unità	Energia (MWh/h)	Costo variabile (€/MWh)	Capacità (MW)	Unità	Energia (MWh/h)	Costo variabile (€/MWh)
L _A	300	—	200	L _B	700	—
G _{1 A}	300	20		G _{5 B}	150	50
G _{2 A}	300	20		G _{6 B}	300	50
G _{3 A}	50	40		G _{7 B}	300	50
G _{4 A}	50	40		G _{8 B}	50	50
—	—	—		G _{9 B}	300	150

Tabella 7

L’offerta degli impianti 6, 7 ed 8 nel mercato dell’energia elettrica all’ingrosso sarà ad un prezzo tale da assicurare all’operatore “E” il margine desiderato.

Pertanto, nel caso in cui l’aggregazione in zone della rete rilevante porti a costituire due zone distinte A e B (Scenario base hp3), si otterrebbero i medesimi esiti di quelli analizzati nei modelli precedenti:

Prezzo Zona A (€/MWh)	Prezzo Zona B (€/MWh)	Corrispettivo di congestione (€/MWh)
[A]	[B]	[C]=[B]-[A]
20	80	60

¹⁸ Si escludono situazioni limite irrealistiche in cui, data la strategia di raggiungimento del profitto obiettivo da parte di un operatore “E” con rilevante potere di mercato, potrebbero aversi anche PUN inferiori nello scenario zona unica rispetto a quello base. Tali situazioni limite richiedono, almeno, che si realizzino contestualmente molteplici condizioni estreme; ovvero, facendo riferimento alla modellizzazione utilizzata negli esempi, almeno: a) un valore molto basso del rapporto tra la somma della domanda nel nodo A e della capacità di interconnessione rispetto alla domanda totale; b) un valore molto basso (o pari a zero) della differenza della capacità produttiva per cui l’operatore “E” è pivotale nei due scenari; c) una differenza estremamente elevata tra il valore assunto nei due scenari dal costo variabile unitario della produzione dell’operatore “E” programmata in esito al mercato all’ingrosso data la strategia di profitto obiettivo adottata dal medesimo operatore.

Prezzo medio per MWh consumato (PUN) (€/MWh)	Spesa MSD (k€)	Uplift (€/MWh)	Costo totale per MWh consumato (€/MWh)
$[D] = ([A]*L_A + [B]*L_B) / (L_A + L_B)$	[E]	$[F] = ([E]*1.000 - [C]*200) / (L_A + L_B)$	$[G] = [D] + [F]$
62	0	- 12	50

Tabella 8: Esiti Scenario base hp2

Infatti, l'operatore "E" produce 350 MWh che, offerti ad un prezzo pari ad 80 €/MWh portano ad un margine primo di 10.500 € ($[80-50]*350$).

Nel caso in cui l'aggregazione in zone della rete rilevante porti a costituire un'unica zona (Scenario zona unica hp3), si otterrebbero degli esiti diversi da quelli analizzati con il modello hp2:

Prezzo unico nazionale (PUN) (€/MWh)	Spesa MSD (k€)	Uplift (€/MWh)	Costo totale per MWh consumato (€/MWh)
[A]	[B]	$[C] = ([B]*1.000) / (L_A + L_B)$	$[D] = [A] + [C]$
120	6	6	126

Tabella 9: Esiti Scenario zona unica hp3

Infatti, l'operatore "E", poiché ora, offrendo un qualsiasi prezzo compreso tra 50 €/MWh (il proprio costo variabile) e 150 €/MWh, produce solo 150 MWh, dovrà offrire un prezzo pari a 120 €/MWh per ottenere il margine primo desiderato.

La spesa su MSD potrebbe ridursi anche ad un minimo di 6.000 € (ipotizzando che nel nodo B l'operatore "E" sia disposto ad offrire un aumento della propria produzione per un prezzo pari ai propri costi variabili); quindi Terna:

- compra 200 MWh nel nodo B ad un prezzo di 50 €/MWh;
- vende 200 MWh nel nodo A ad un prezzo di 20 €/MWh.

Per una spesa totale di 6.000 € ($+200*50 - 200*20$).

L'aumento del costo medio a carico del consumatore è comunque molto rilevante.

In questo scenario, non solo gli impianti nel nodo A godono pienamente dell'esercizio del potere di mercato dell'operatore "E" ma la loro concorrenza virtuale costringe l'operatore "E" ad aumentare i prezzi per mantenere i margini; di questo ulteriore aumento dei prezzi godono sia essi stessi che l'impianto 5 nel nodo B.

Si noti che gli esiti sopra evidenziati sono tipici dei casi in cui è in corso un processo di graduale aumento della concorrenza ancora incompiuto e la strategia dell'operatore con potere di mercato è quella del conseguimento di un valore predefinito di margine primo. A questo riguardo, quindi, la vera criticità posta da un'aggregazione in zone eccessiva è di dare errati segnali sulla corretta localizzazione degli impianti.

- S10. Si ritiene che le ipotesi di comportamento di offerta degli operatori possano rappresentare le strategie di offerta adottate nel mercato all'ingrosso italiano? In caso affermativo si condividono i risultati dell'esempio precedente?*
- S11. Sulla base di quali strategie di offerta di un ipotetico operatore "E" con potere di mercato nel nodo B il PUN (ed eventualmente il costo complessivamente sostenuto dai consumatori) potrebbe essere inferiore nello Scenario zona unica hp3 rispetto allo Scenario base hp3?*

L'entrata di nuova capacità produttiva nel nodo A aumenterebbe la concorrenza solo virtualmente (nel caso di zona unica) se non accompagnata da un contestuale incremento della capacità di interconnessione tra il nodo A e il nodo B; l'operatore "E" manterrebbe il suo potere di mercato sebbene esercitato solo su MSD; inoltre, per eliminare gli effetti sul mercato all'ingrosso del potere di mercato dell'operatore "E" è necessario che la capacità nel nodo A sia tale da soddisfare l'intera domanda di sistema (1.000 MW); fintanto che l'impianto 5 resterà "indispensabile" per soddisfare l'intera domanda di sistema anche il prezzo nel mercato all'ingrosso rifletterà il prezzo cui l'operatore "E" sarà disposto a vendere la propria produzione su MSD.

Come già detto solo l'entrata di nuova capacità nel nodo B o nel nodo A purché accompagnata dall'aumento della capacità di interconnessione tra A e B, invece, consente di eliminare realmente il potere di mercato dell'operatore "E" sia nel mercato all'ingrosso che nel MSD.

2.4 Considerazioni conclusive

Quanto sopra, ci porta ad una seconda considerazione sul fatto che, qualora la capacità delle aree con impianti più efficienti sia in grado di soddisfare l'intera domanda del sistema, lo Scenario zona unica consenta una riduzione dei prezzi nel mercato all'ingrosso; infatti, l'aggregazione in zone adottata ha effetto anche in termini di diversa possibilità con cui si può evidenziare e contrastare l'esercizio di potere di mercato da parte dei produttori; contrasto che può avvenire anche attraverso l'esercizio, da parte dei consumatori, del proprio potere contrattuale.

A riguardo, valga considerare che l'esercizio di potere di mercato da parte dei produttori nel mercato all'ingrosso – anche in termini di differenziazione del prezzo tra le zone - è molto più facilmente individuabile (e conseguentemente perseguibile) di quanto non sia nell'ambito del mercato per i servizi di dispacciamento; mercato, quest'ultimo, che proprio a causa della complessità dei vincoli che caratterizzano la domanda di servizi richiesti da Terna (riserva secondaria e terziaria, regolazione di tensione etc.) nonché dell'interdipendenza sia in termini di costo che di valore per il gestore del dispacciamento delle risorse approvvigionate, risulta inevitabilmente più difficile da analizzare e monitorare di quanto non sia quello all'ingrosso.

Soprattutto, si consideri che il momento in cui il consumatore può esercitare al massimo il proprio potere contrattuale è nell'ambito della negoziazione a termine delle condizioni economiche di fornitura. Condizioni economiche di fornitura che, mentre prevedono una

definizione ex ante – e per questo spesso negoziabile - dei corrispettivi da applicare per l'energia elettrica all'ingrosso, prevedono, di norma, un *pass-through* completo al consumatore dei costi sostenuti da Terna in MSD (o, almeno, degli oneri derivanti dall'applicazione del corrispettivo *uplift*). Ciò è del resto comprensibile data la maggiore imprevedibilità che caratterizza gli esiti di questo mercato, anche a causa dell'incertezza sia sulla quantità che sul relativo costo delle risorse che Terna dovrà approvvigionare.

S12. Si concorda sul fatto che le condizioni economiche di fornitura prevedono, tipicamente, una definizione ex ante – e per questo spesso negoziabile - dei corrispettivi da applicare per l'energia elettrica all'ingrosso ed un pass-through completo al consumatore dei costi sostenuti da Terna in MSD (ovvero dell'uplift)?

S13. Si concorda sul fatto che i consumatori abbiano più potere negoziale rispetto al prezzo applicato per l'energia elettrica all'ingrosso che non con riferimento al corrispettivo applicato nei contratti di fornitura a copertura dell'uplift?

S14. Si concorda sul fatto che l'eventuale esercizio di potere di mercato da parte di uno o più produttori sia molto più facilmente individuabile se ha luogo – anche in termini di differenziazione del prezzo tra le zone - nel mercato all'ingrosso che se avviene nell'ambito del mercato per i servizi di dispacciamento?

Pertanto, quanto più il disegno del mercato all'ingrosso riflette la realtà fisica della rete senza diventare per questo eccessivamente complesso da analizzare, tanto più è possibile sia per l'Autorità monitorare, rilevare e, se il caso, segnalare eventuali abusi e/o comportamenti anticompetitivi da parte dei produttori; sia, per i consumatori contrastare l'esercizio del potere di mercato da parte dei produttori nel momento della negoziazione dei loro contratti.

3. VALUTAZIONE DEGLI ELEMENTI E DELLE INFORMAZIONI MESSE A DISPOSIZIONE DA TERNA

La nuova suddivisione della rete rilevante proposta da Terna valevole per il triennio 2009 - 2011 prevede una diversa allocazione dei nodi della rete alle zone corrispondenti alle regioni meridionali del Paese (Sud, Centro Sud, Foggia, Rossano, Brindisi) e la separazione in due zone distinte dell'attuale zona Nord.

A seguito di diverse segnalazioni e richieste da parte degli operatori, nel seguito si forniscono alcune informazioni, sulla base dei dati resi disponibili da Terna ai sensi dell'art. 15 della deliberazione n. 111/06 e richiesti con nota della Direzioni Mercati in data 6 giugno 2008, in merito al nuovo assetto zonale proposto, con riferimento alle nuove zone Nord Est e Nord Ovest; verranno evidenziati alcuni elementi utili a quantificare gli impatti economici prevedibili a seguito della suddivisione proposta.

L'intervento di aggregazione zonale dei nodi localizzati nella precedente zona Nord interviene nell'area del Paese dove è concentrato oltre il 54% della totale domanda elettrica nazionale, con una domanda alla punta di oltre 31'000 MW. In particolare le zone risultanti dall'aggregazione proposta hanno le caratteristiche elettriche riportate in tabella.

	Zona Nord Ovest	Zona Nord Est
Domanda di energia elettrica prevista nel 2009 (TWh)	36	140
Domanda minima/massima prevista nel 2009 (MW)	2'752 / 6'452	10'648 / 24'968
Potenza massima degli impianti disponibili nel 2009 (MW)	11'500	30'000

3.1 La suddivisione della zona Nord. Impatti economici.

Secondo quanto previsto dal nuovo allegato A.24 del Codice di rete di Terna nella versione inviata all'Autorità per l'approvazione, la configurazione prevista della zona Nord è la seguente:

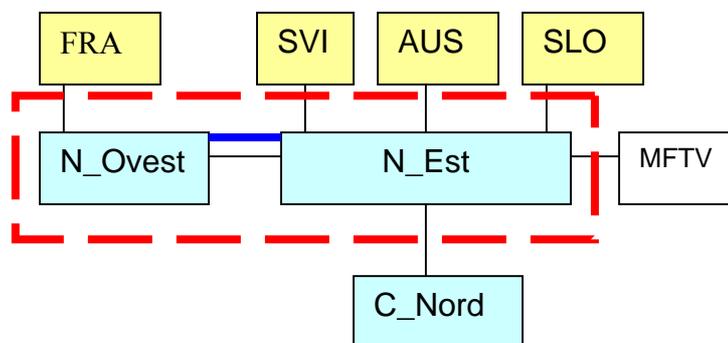


figura 1 – nuova configurazione zona nord

Le zone evidenziate in giallo in figura 1 corrispondono alle zone estere: Francia, Svizzera, Austria e Slovenia; la zona tratteggiata corrisponde alla attuale zona Nord, che Terna propone di suddividere in 2 zone distinte in considerazione delle sistematiche congestioni che si presentano nella sezione critica di rete individuata (corrispondente in prima approssimazione al confine geografico tra le regioni Piemonte e Lombardia).

Le carenze infrastrutturali che caratterizzano tale sezione potrebbero impedire infatti, in talune condizioni di esercizio, il trasporto degli elevati flussi di energia elettrica che tipicamente si presentano lungo la direttrice che attraversa le regioni settentrionali del Paese dalle regioni occidentali e quelle orientali, imponendo a Terna di modificare i programmi di immissione degli impianti risultanti in esito al mercato dell'energia, nell'ambito dell'MSD (attività detta di ridispacciamento), al fine di rendere compatibili i medesimi programmi con la gestione in sicurezza del sistema elettrico nel suo complesso.

3.2 Elementi dell'analisi

Lo studio dei flussi di energia elettrica previsti al fine dell'individuazione della sezione critica all'interno della zona Nord e la conseguente determinazione dei relativi limiti di transito, deve essere eseguito sulla base di ipotesi relative alle possibili condizioni di esercizio del sistema elettrico e della definizione di opportuni scenari relativi:

- alla topologia della rete prevista per l'anno oggetto di analisi (2009);
- al parco produttivo previsto in esercizio (per ciascun impianto: nodo di connessione e impatto sulla rete, assetti di generazione previsti);
- ai livelli di produzione degli impianti; tali livelli sono posti:
 - ✓ per i nuovi impianti, a partire dal termine di un periodo di avviamento assunto pari a tre mesi, alla potenza massima nelle ore piene e alla potenza corrispondente al minimo tecnico nelle ore vuote;
 - ✓ per gli impianti già in servizio nel 2007, alla potenza prodotta in tale anno;al fine di rendere la produzione netta della zona Nord compatibile con il transito tra la medesima zona e la zona Centro-Nord, Terna ha proceduto a ridurre la produzione degli impianti a partire da quelli caratterizzati da un minor numero di ore di funzionamento nel 2007;
- al fabbisogno elettrico delle zone coinvolte;
- agli scambi di energia elettrica tra le zone coinvolte (in particolare import dall'estero e scambi con la zona centro nord);
- ai valori dei limiti di transito tra le due zone; tali limiti sono stati ipotizzati da Terna pari a 4'600 MW per le ore invernali e 4'000 MW per le ore estive.

Il forte incremento della potenza installata nella Zona nord-ovest (nel solo Piemonte nel periodo 2001-2004 sono state ottenute autorizzazioni per la realizzazione di impianti per complessivi 3'450 MW) è dovuto principalmente alla realizzazione di nuovi impianti di grande taglia che utilizzano cicli combinati alimentati a gas naturale. A fine 2008 la capacità produttiva complessiva installata al livello di tensione 380 kV, ovvero quella maggiormente

rilevante ai fini della determinazione del limite di transito verso la Zona Nord-est, sarà pari a 6'650 MW.

Per quanto concerne i flussi di importazione dalla Francia, che contribuiscono alla congestione della sezione di rete critica, sono stati valutati sulla base sia degli scambi programmati considerando la capacità nominale commerciale resa disponibile su tale frontiera elettrica (NTC) sia sui flussi fisici effettivamente misurati che vengono registrati da Terna sulle linee di interconnessione sulla base dei valori di detti scambi programmati.

Le ipotesi utilizzate da Terna per la definizione degli scenari comprendono:

- livelli di energia importata dalle varie frontiere allineati a quelli riscontrati nell'anno 2007;
- livelli di indisponibilità degli impianti di produzione allineati ai livelli storici;
- una domanda crescente ad un tasso annuale pari al 2,2 % a partire dalla domanda effettiva dell'anno 2007.

Tali ipotesi corrispondono ad uno scenario medio atteso e conducono al livello atteso del valore economico delle congestioni sotto riportato.

Per l'anno 2008 Terna prevede che i maggiori oneri di *uplift* legati alla risoluzione delle congestioni interne alla zona Nord ammonteranno a circa 60 milioni di Euro, mentre per l'anno 2009, nell'ipotesi venisse mantenuta l'attuale configurazione della zona Nord, Terna prevede un costo complessivo intorno a 150 milioni di Euro.

È tuttavia necessario sottolineare come tali valori possano variare anche sensibilmente al mutare di talune delle ipotesi; si tenga presente, a titolo puramente esemplificativo, che un incremento della congestione (ovvero dell'energia oggetto di acquisti e vendite da parte di Terna per risolvere la congestione tra le zone su MSD) di 300 GWh (pari ad una potenza di 300 MW per l'000 ore/anno) conduce ad un incremento potenziale dell'*uplift* pari a circa 50 milioni di Euro.

Le analisi condotte da Terna, sebbene riferite a solo uno, per quanto probabile, dei possibili scenari, evidenziano un valore relativamente contenuto delle congestioni; ciò fa ritenere che, nello scenario analizzato, l'individuazione di due zone distinte (Nord-ovest e Nord-est) in luogo dell'attuale Zona Nord non dia luogo a sensibili differenziazioni nel prezzo mediamente corrisposto alla produzione nelle due zone e, quindi, abbia un impatto contenuto sugli operatori con impianti di produzione localizzati in dette aree. Pertanto, si potrebbe ritenere a maggior ragione opportuno procedere all'approvazione della suddivisione della rete rilevante proposta da Terna.

D'altra parte, si potrebbe anche ipotizzare di prevedere una separazione della rete rilevante in zone con un'unica Zona Nord (corrispondente a quella attuale) e che Terna, a fronte di un congruo premio assicurativo, sostenga in tutto o in parte il costo della risoluzione su MSD delle congestioni tra le aree corrispondenti alle ipotizzate Zone Nord-ovest e Nord-est.

- S15. Si ritiene opportuno che – alla luce del valore relativamente contenuto delle congestioni risultante dalle analisi condotte da Terna - si proceda ad una separazione della rete rilevante in zone con un'unica Zona Nord (corrispondente a quella attuale) e che Terna, a fronte di un congruo premio assicurativo, sostenga in tutto o in parte il costo della risoluzione su MSD delle congestioni tra le aree corrispondenti alle ipotizzate Zone Nord-ovest e Nord-est?*
- S16. In caso di risposta affermativa allo spunto S15 come dovrebbe essere determinato il valore del premio assicurativo da riconoscere a Terna?*
- S17. Sempre in caso di risposta affermativa allo spunto S15, da chi dovrebbe essere corrisposto il premio assicurativo, alla luce del fatto che i consumatori in linea di principio non traggono vantaggio da un'eccessiva aggregazione in zone?*

3.3 Infrastrutture previste

La eccezionale concentrazione di nuove unità produttive di grande taglia in un'area molto ristretta, ha reso evidente sin dall'inizio che una simile potenza avrebbe potuto essere difficilmente evacuata senza opportuni interventi infrastrutturali.

Sin dal 2002 Terna (allora GRTN) ha inserito nel proprio Piano di Sviluppo anche delle linee atte ad aumentare i limiti di trasporto all'interno dell'area settentrionale del Paese per la gestione dei nuovi flussi di potenza previsti; tuttavia le difficoltà incontrate negli iter autorizzativi ha impedito ad oggi la realizzazione di tali interventi. Le nuove linee a 380 kV “Trino – Lacchiarella” e “La Casella – Caorso”, che darebbero un contributo decisivo alla risoluzione delle congestioni tra Piemonte e Lombardia, sono previste in esercizio da Terna tra il 2010 e il 2011.