

**RESOCONTO DELLE ISTRUTTORIE CONOSCITIVE SULLE DINAMICHE DI FORMAZIONE  
DEI PREZZI NEL SISTEMA DELLE OFFERTE PER I GIORNI 7, 8, 9 E 10 GIUGNO 2004 E  
PER I PRIMI GIORNI DEL MESE DI GENNAIO 2005**

*18 FEBBRAIO 2005*

N.B. Le parti recanti “*Omissis*” del presente documento posto in pubblicazione sul sito internet dell'Autorità sono state omesse ai sensi del punto 4. della deliberazione dell'Autorità 18 febbraio 2005, n.25/05, nei limiti di quanto consentito dalle vigenti disposizioni in materia di pubblicazione di dati e informazioni relativi alle negoziazioni nel sistema delle offerte, ai sensi della Disciplina del mercato elettrico

## Sintesi e conclusioni

Con deliberazioni n. 84/04 e n. 3/05, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) ha avviato due istruttorie conoscitive sulle dinamiche di formazione dei prezzi nel sistema delle offerte, rispettivamente nei giorni compresi tra il 7 ed il 10 giugno 2004 e nei primi giorni del mese di gennaio 2005.

Entrambe le istruttorie sono state avviate in seguito alla rilevazione nei giorni oggetto di analisi (di seguito: giorni critici) di anomalie nei prezzi registrati nel mercato del giorno prima e nei livelli dei corrispettivi di utilizzo della capacità di trasporto, al fine di valutare l'eventuale esercizio di potere di mercato unilaterale o collettivo da parte di uno o più operatori di mercato.

Dopo aver esaminato, nel primo paragrafo, il livello e la dinamica dei prezzi registrati nel mercato del giorno prima nelle settimane intere che includono i giorni critici, nello svolgimento delle istruttorie conoscitive si è proceduto analizzando, nel paragrafo 2, il grado di concorrenzialità del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica in tali giorni. A tal fine, si sono utilizzati gli indicatori di pivotalità sviluppati nell'ambito dell'indagine conoscitiva congiunta tra l'Autorità e l'Autorità garante per la concorrenza e per il mercato recentemente pubblicata con deliberazione dell'Autorità 9 febbraio 2005, n. 19/05 (di seguito: deliberazione n. 19/05) e disponibile sui siti [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it) e [www.agcm.it](http://www.agcm.it) (di seguito: indagine congiunta). L'analisi è stata svolta con riferimento ai mercati geografici rilevanti individuati nella medesima indagine congiunta: la macrozona Nord, che comprende la zona nord e i poli di produzione limitata di Turbigo-Roncovalgrande e di Monfalcone; la macrozona Macrosicilia, che comprende le zone Sicilia, Calabria e il polo di produzione limitata di Priolo; la zona Sardegna; la macrozona Macrosud, che comprende tutte le altre zone e i poli di produzione limitata non già incluse nelle altre macrozone o nella zona Sardegna e diverse dalle zone estere.

Coerentemente con gli esiti dell'indagine congiunta, le istruttorie si sono focalizzate su due operatori di mercato: Enel ed Endesa. Infatti, l'indagine ha evidenziato come l'assetto strutturale dell'offerta di energia elettrica all'ingrosso in Italia sia caratterizzato in tutti i mercati geografici rilevanti, ad eccezione della Sardegna, da una situazione di dominanza unilaterale in capo alle società di produzione afferenti al gruppo Enel (di seguito: Enel). In Sardegna, invece, si rileva una struttura di offerta sostanzialmente di tipo duopolistico, in cui i due principali operatori sono Enel ed Endesa.

Il rapporto prosegue, nei paragrafi 3 e 4, analizzando alcuni indicatori di comportamento per verificare se le potenzialità evidenziate dagli indicatori strutturali si siano tradotte in effettivo esercizio di potere di mercato nei giorni critici da parte di Enel ed Endesa. Nel paragrafo 3 si sono inoltre sviluppate alcune valutazioni quantitative e qualitative circa la condotta di Enel, volte a stabilire se la condotta di tale operatore fosse mirata unicamente alla massimizzazione del proprio profitto. A tal fine, si è valutato se la strategia di prezzo tenuta da Enel nella seconda settimana di gennaio fosse ottimale al fine della massimizzazione dei propri margini da cessione di energia elettrica nel mercato del giorno prima.

Il paragrafo 5 conclude il rapporto analizzando delle anomalie rilevate nelle procedure concorsuali tenute a fine dicembre 2004 dal gestore di rete francese per l'assegnazione della quota di capacità di importazione tra Francia ed Italia per il mese di gennaio 2005, in particolare con riferimento alle strategie di offerta di Endesa.

Nel complesso l'analisi svolta mostra come nei giorni critici siano stati registrati livelli di prezzo eccezionalmente elevati e non riconducibili a specifiche situazioni congiunturali quali, ad esempio, un consistente incremento della domanda o shock dei costi di produzione. Più in particolare, il prezzo medio ponderato di acquisto nel mercato del giorno prima (di seguito: PUN) nella seconda settimana di giugno (ventiquattresima settimana dell'anno 2004) è stato pari a circa 72,3 €/MWh: circa 15 €/MWh in più rispetto alla media ponderata del periodo aprile 2004 - gennaio 2005. L'anomalia è ancora più evidente se si analizzano i prezzi registrati nella seconda settimana di gennaio: il prezzo di acquisto medio ponderato in tale settimana è stato pari a quasi 83 €/MWh, il valore più alto registrato dall'avvio del dispacciamento di merito economico. Questo picco si colloca all'interno di un mese, gennaio, caratterizzato da prezzi di acquisto comunque molto elevati: il PUN medio ponderato nel mese ha raggiunto i 68,16 €/MWh.

L'aumento di inizio gennaio è ancora più preoccupante se valutato nel contesto temporale in cui è avvenuto, cioè ad inizio anno, nella fase di finalizzazione dei contratti bilaterali, per i quali la borsa definisce il prezzo

di riferimento. Ciò ha inciso in maniera particolarmente rilevante sui costi sostenuti da quei clienti grossisti che ad inizio anno dovevano ancora completare il proprio portafoglio di approvvigionamento.

Ai fini della valutazione dell'evidenziata dinamica dei prezzi è utile ricordare che il 2004 ha rappresentato l'anno di avvio e di transizione in cui la domanda non ha potuto partecipare direttamente alla borsa, ma indirettamente attraverso l'intermediazione del Gestore della rete di trasmissione nazionale nell'ambito del servizio di scambio. In questo periodo transitorio, il costo sostenuto dai consumatori per l'energia elettrica acquistata in borsa non è stato il prezzo orario di acquisto realizzatosi in borsa (PUN), ma un valore medio per fascia oraria dei prezzi di borsa. Per valutare l'onere connesso con l'acquisto di energia elettrica dall'avvio del dispacciamento di merito economico, e quindi della borsa, a carico dei clienti è necessario perciò utilizzare come riferimento il prezzo del servizio di scambio e non il valore orario del PUN.

Per quanto riguarda invece la differenziazione geografica dei prezzi registrati nel mercato del giorno prima si rileva una sostanziale discrepanza tra gli esiti delle due settimane critiche. Mentre a giugno il livello elevato del prezzo di acquisto, unico sul territorio nazionale, è l'esito di una media ponderata di prezzi zionali tra loro molto divergenti, nella seconda settimana di gennaio l'aumento dei prezzi ha interessato in maniera pervasiva tutti i mercati geografici rilevanti. Queste differenze sono rappresentate sinteticamente dal corrispettivo per l'utilizzo della capacità di trasporto (di seguito: CCT). Nella settimana critica di giugno la media aritmetica di tale corrispettivo in rapporto al PUN ha raggiunto livelli negativi compresi, in valore assoluto, tra il 19% ed il 30% in tutte le zone ad esclusione della Sardegna, dove la media è stata di poco superiore al 5%. Nella seconda settimana di gennaio il valore medio dei corrispettivi di trasporto è sceso drasticamente a livelli inferiori ad un 1 punto percentuale del PUN. Confrontate con settimane analoghe, la settimana critica di giugno e quella di gennaio si caratterizzano rispettivamente per valori, superiori la prima e inferiori la seconda, rispetto a quelli registrati in settimane analoghe.

L'analisi svolta nel paragrafo 3 mostra come le anomalie di prezzo registrate siano conseguenti a modifiche della strategia di offerta di Enel che, sfruttando il potere di mercato detenuto in tutti i mercati geografici rilevanti, ha fissato il prezzo nella maggior parte delle ore sia nella seconda settimana di giugno 2004 che nella seconda settimana di gennaio 2005.

Restano da valutare le ragioni e i possibili effetti sulle dinamiche di mercato delle diverse strategie di differenziazione del prezzo tenute da Enel nelle due settimane, pur permanendo gli aumenti anomali dei prezzi medi di acquisto.

Un primo elemento di riflessione è relativo all'impatto sul mercato all'ingrosso di una divaricazione tra i prezzi zionali di vendita caratteristici di giugno. L'aumento della varianza tra i prezzi zionali ha infatti un effetto sui ricavi netti da cessione di energia elettrica ottenuti dagli altri operatori di mercato: un effetto diretto sui ricavi da vendita in borsa ed un effetto indiretto sui ricavi netti da contratti bilaterali. L'effetto indiretto è collegato con il corrispettivo per l'utilizzo della capacità di trasporto (CCT) a carico degli operatori di mercato che vendono attraverso contratti bilaterali, determinato, per ciascuna zona, come differenza tra il prezzo di vendita della zona ed il prezzo di acquisto, unico sul territorio nazionale. Se il contratto bilaterale è stato concluso ad un prezzo di cessione pari al valore atteso del PUN, il corrispettivo CCT riporta i ricavi netti dell'operatore di mercato ai livelli che l'operatore stesso avrebbe ottenuto vendendo in borsa. Tuttavia, aumenti inattesi e non prevedibili della varianza dei prezzi zionali possono aver arrecato un danno agli altri operatori di mercato, nella misura in cui generano un onere da CCT non coperto dai contratti a termine (bilaterali), conclusi sulla base di aspettative di prezzo differenti. D'altro canto, una riduzione della varianza dei prezzi può aver portato un vantaggio ad alcuni operatori. Si pensi, ad esempio, a quanto si è registrato nella seconda settimana di gennaio, quando il differenziale di prezzo tra zone è stato prossimo a zero. In particolare in questa settimana si è registrata una forte anomalia nella zona Nord, dove il prezzo è aumentato a livelli medi prossimi al PUN. Questo ha portato un vantaggio a tutti gli operatori di mercato, solitamente grossisti, assegnatari di capacità di importazione nella zona nord perché ha quasi annullato l'onere da CCT a loro carico.

Nella fissazione dei prezzi di vendita, Enel è stata quindi nella condizione di influenzare direttamente non solo i propri ricavi, ma anche quelli dei concorrenti, potendo discrezionalmente attuare strategie favorevoli per alcuni operatori, ovvero penalizzanti per altri concorrenti.

Infine, dall'analisi svolta emergono indizi di un coordinamento tra operatori di mercato.

Innanzitutto il comportamento di offerta tenuto da Endesa nelle procedure concorsuali per l'assegnazione della capacità di importazione tra Francia ed Italia per il mese di gennaio 2005 potrebbe indicare uno scambio di informazioni tra Endesa ed Enel. Quest'ultima, quale operatore in grado di fissare il prezzo nel mercato del giorno prima, poteva infatti determinare il valore della capacità di importazione. L'analisi mostra che Endesa si è aggiudicata la quasi totalità della medesima capacità ad un prezzo significativamente superiore al valore medio stimato per tale capacità sulla base dell'andamento del mercato nei mesi precedenti. Tuttavia tale prezzo, che se valutato ex ante risultava nettamente superiore rispetto ai valori di mercato attesi, ex post si è invece rivelato congruo, dati i prezzi di vendita nella zona Nord ed i prezzi di acquisto realizzati nel mercato del giorno prima.

Inoltre, l'analisi svolta nel paragrafo 3 mostra che, data la composizione del portafoglio di Enel, se nella seconda settimana di gennaio i prezzi fossero stati più bassi nella macrozona Nord, i margini da cessione di energia elettrica conseguiti da Enel sarebbero stati più alti. In particolare, si rileva che nella settimana critica di gennaio, Enel avrebbe potuto conseguire maggiori ricavi in corrispondenza di prezzi di equilibrio nella zona Nord inferiori a quelli effettivamente rilevati nelle ore in cui il PUN è risultato superiore a 57 €/MWh, valore corrispondente allo strike price per il prodotto GAS 2 messo all'asta dall'Acquirente Unico nel dicembre 2004 e di cui Enel si è aggiudicato 2.525 MW. La rilevata discrepanza tra la strategia di offerta di Enel e l'obiettivo di massimizzazione dei profitti di breve termine sembra sottendere una condotta che trova una sua razionalità solo se valutata in un ambito più ampio di quello della singola società e su un orizzonte temporale più lungo.

Va infine sottolineato come le condizioni strutturali di mercato facciano sospettare che gli elementi critici emersi nell'analisi delle due settimane oggetto delle istruttorie conoscitive possano essere rappresentativi di problemi ricorrenti e non congiunturali.

## 1 Livello e dinamica dei prezzi registrati nei giorni critici

L'anomalia nei prezzi registrati nei giorni critici emerge chiaramente dall'analisi del prezzo di acquisto dell'energia elettrica nel mercato del giorno prima e dei corrispettivi di utilizzo della capacità di trasporto. Come evidenziato nella tabella 1, le settimane che includono i giorni critici (di seguito: settimane critiche) si caratterizzano per un livello di prezzi particolarmente elevato, se confrontato con i valori registrati in media dall'avvio del dispacciamento di merito economico. Il PUN medio ponderato nella seconda settimana di giugno (ventiquattresima settimana dell'anno 2004) è stato infatti pari a circa 72,3 €/MWh, circa 15 €/MWh in più rispetto alla media ponderata del periodo aprile - gennaio. L'anomalia è ancora più evidente se si analizzano i prezzi registrati nella seconda settimana di gennaio: il PUN medio ponderato in tale settimana ha raggiunto 82,6 €/MWh, il valore più alto in assoluto registrato dall'avvio del dispacciamento di merito economico.

In entrambe le settimane la deviazione standard è stata quasi del 40% superiore a quella del periodo aprile-gennaio, indicando così una maggior volatilità all'interno di prezzi mediamente più alti.

**TABELLA 1**

		PUN (€/MWh)					
		media aritmetica	media ponderata	Deviazione standard	Variazione % rispetto alla media aritmetica aprile-gennaio	Variazione % rispetto alla media ponderata aprile-gennaio	Variazione % rispetto alla deviazione standard aprile-gennaio
aprile 04 – gennaio 05		52,6	57,4	28,2			
Sett. critica giugno 04		65,1	72,3	38,5	24%	26%	37%
Sett. critica gennaio 05		75,0	82,6	38,2	43%	44%	36%
aprile 04 - gennaio 05	ore vuote (*)	32,1	32,9	9,4			
	ore piene (**)	64,8	68,2	28,5			
Sett. critica giugno 04	ore vuote (*)	30,9	31,5	6,9	-4%	-4%	-26%
	ore piene (**)	85,7	90,3	34,9	32%	32%	22%
Sett. critica gennaio 05	ore vuote (*)	39,6	40,5	12,8	23%	23%	37%
	ore piene (**)	96,2	100,1	32,2	48%	47%	13%

(\*) Ore vuote sono le ore comprese tra le 0:00 e le 7:00, nonché tra le 22:00 e mezzanotte; (\*\*) Ore piene sono le ore comprese tra le 7:00 e le 22:00

Fonte: elaborazioni su dati Gme

Queste anomalie sono confermate dal confronto tra gli esiti registrati nel mercato giorno prima nelle settimane critiche e quelli relativi a settimane analoghe in termini di livello di domanda. In particolare, si sono identificate le settimane in cui la domanda media si è attestata all'interno di una banda pari a +/- 5% della domanda media registrata nelle settimane critiche. I valori medi del PUN relativi alle settimane così identificate (di seguito: settimane analoghe) sono riportati nella tabella 2.

**TABELLA 2**

		PUN (€/MWh)					
		media aritmetica	media ponderata	deviazione standard	Variazione % rispetto alla media aritmetica delle settimane analoghe	Variazione % rispetto alla media ponderata delle settimane analoghe	Variazione % rispetto alla deviazione standard delle settimane analoghe
Sett. analoghe alla sett. critica giugno 04		50,2	54,5	26,0			
Sett. critica giugno 04		65,1	72,3	38,5	30%	33%	48%
Sett. analoghe alla sett. critica giugno 04	ore vuote(*)	31,5	32,2	9,6			
	ore piene(**)	61,5	64,4	26,3			
Sett. critica giugno 04	ore vuote(*)	30,9	31,5	6,9	-2%	-2%	-28%
	ore piene(**)	85,7	90,3	34,9	39%	40%	33%
Sett. analoghe alla sett. critica gennaio 05		55,6	60,5	30,3			
Sett. critica gennaio 05		75,0	82,6	38,2	35%	37%	26%
Sett. analoghe alla sett. critica gennaio 05	ore vuote(*)	33,3	34,1	9,8			
	ore piene(**)	68,9	71,9	30,7			
Sett. critica gennaio 05	ore vuote(*)	39,6	40,5	12,8	19%	19%	30%
	ore piene(**)	96,2	100,1	32,2	40%	39%	5%

(\*) Ore vuote sono le ore comprese tra le 0:00 e le 7:00, nonché tra le 22:00 e mezzanotte; (\*\*) Ore piene sono le ore comprese tra le 7:00 e le 22:00

Fonte: elaborazioni su dati Gme

Partendo dalla settimana critica di giugno, si può notare come le 20 settimane con fabbisogno simile abbiano registrato una media aritmetica e ponderata del PUN rispettivamente di 50,2 e 54,5 €/MWh con una deviazione standard di 26 €/MWh. Per contro nella settimana comprendente i giorni dal 7 al 10 giugno 2004 si sono registrati 65 €/MWh per la media aritmetica del PUN e 72,3 €/MWh per quella ponderata, con una deviazione standard di 38,5 €/MWh. Dal confronto emerge pertanto una differenza di 15 €/MWh per la media aritmetica e di quasi 18 €/MWh per quella ponderata. Analizzando i dati in base alla scomposizione della giornata in ore piene e vuote si può notare come la crescita del PUN nella settimana critica di giugno sia da imputare ad un aumento nelle ore piene dell'ordine del 40%, cui si accompagna una leggera contrazione (-2%) nelle ore vuote.

Relativamente alle 21 settimane con fabbisogno prossimo a quello della settimana critica di gennaio, la media aritmetica e quella ponderata del PUN si sono assestate rispettivamente a 55,6 e 60,5 €/MWh con una deviazione standard di 30,3 €/MWh. Nella settimana critica di gennaio 2005, invece, si riscontrano 75 €/MWh per la media aritmetica del PUN e 82,6 €/MWh per quella ponderata, con una deviazione standard di 38,2 €/MWh. In confronto alle settimane con livelli di domanda analoghi, pertanto, si registra un differenziale di circa 20 €/MWh per entrambe le medie. Anche per questo periodo oggetto di indagine, la crescita del PUN è imputabile ad un fortissimo aumento del prezzo dell'energia elettrica (+40%) nelle ore di alto fabbisogno, accompagnato da un sensibile aumento (+19%) anche nelle ore vuote.

Per quanto riguarda la volatilità, confrontando le settimane critiche con quelle analoghe si riscontra per la settimana critica di giugno una deviazione standard superiore del 48% e per quella di gennaio del 26%. Guardando alla scomposizione per ore piene e vuote, si può notare come in giugno la deviazione standard si sia contratta nelle ore vuote leggermente meno di quanto si sia dilatata in quelle piene e come nella settimana di gennaio sia cresciuta significativamente di più nelle ore vuote che in quelle piene.

Il diverso comportamento dei prezzi nelle ore vuote e in quelle piene potrebbe suggerire che, anche a fronte di una domanda media settimanale pressoché identica, vi sia stato un differente andamento di quest'ultima nelle ore piene o vuote delle settimane critiche rispetto alle corrispondenti settimane analoghe. L'analisi, pertanto, è stata approfondita confrontando il livello medio di fabbisogno nelle ore vuote e in quelle piene della settimana critica con quello delle settimane analoghe; da questo è emerso come nella settimana critica di giugno, la crescita del PUN è avvenuta a fronte di un fabbisogno praticamente identico a quello delle altre settimane di riferimento sia nelle ore piene che in quelle vuote, mentre nella settimana critica di gennaio si è avuto un fabbisogno in crescita di soli tre punti percentuali nelle ore piene e in calo di quasi due nelle ore vuote. Tutto ciò considerato, si può concludere in via preliminare che il rapido e sensibile incremento dei prezzi non sia stato determinato dall'evoluzione della domanda, ma da una modifica nelle strategie di offerta.

**TABELLA 3**

Media aritmetica di CCT/ PUN							
	Calabria	Centro Nord	Centro Sud	Nord	Sardegna	Sicilia	Sud
Sett. analoghe alla sett. critica di giugno 04	-8,3%	1,0%	-3,0%	6,9%	-54,8%	-6,1%	-3,0%
Sett. critica di giugno 04	-28,9%	-20,2%	-28,8%	19,5%	5,2%	-27,3%	-28,8%
Sett. analoghe alla seconda sett. di gennaio 05	-6,4%	-1,1%	-3,8%	4,2%	-21,6%	-4,1%	-3,8%
Seconda sett. di gennaio 05	-0,3%	0,1%	-0,3%	0,1%	-0,3%	0,8%	-0,3%

  

Media aritmetica CCT (€/MWh)							
	Calabria	Centro Nord	Centro Sud	Nord	Sardegna	Sicilia	Sud
Sett. analoghe alla sett. critica di giugno 04	-3,7	-1,0	-2,2	2,3	-8,8	-2,8	-2,2
Sett. critica di giugno 04	-19,9	-18,1	-19,9	12,7	20,8	-17,9	-19,9
Sett. analoghe alla seconda sett. di gennaio 05	-3,3	-1,2	-2,1	2,1	-8,5	-2,3	-2,1
Seconda sett. di gennaio 05	-0,2	0,1	-0,2	0,1	0,5	0,1	-0,2

Fonte: elaborazioni su dati Gme

Per completare l'analisi dei prezzi è necessario valutare anche il livello e la dinamica dei prezzi di vendita zonali nel mercato del giorno prima, la cui media ponderata è rappresentata dal PUN. Una misura sintetica del livello dei prezzi zonali è rappresentato dal corrispettivo per l'utilizzo della capacità di trasporto (CCT) di cui all'articolo 35 della deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2003, n. 168/03, come successivamente modificata ed integrata. La tabella 3 riporta sia il valore medio assunto dal CCT, che il valore del medesimo corrispettivo espresso in % del PUN nelle settimane critiche e in quelle analoghe.

Dall'analisi della tabella 3 emerge che le due settimane critiche presentano caratteristiche assai diverse in termini di differenziazione dei prezzi tra zone di mercato: nella seconda settimana di giugno CCT e CCT/PUN di tutte le zone sono in valore assoluto molto maggiori di quelli delle settimane di domanda simile, mentre per la seconda settimana di gennaio sono inferiori in valore assoluto ai valori delle settimane analoghe e prossimi a zero.

Dall'analisi dei prezzi zonali, riportati nella tabella 4, emerge come, a fronte di prezzi zonali sensibilmente più alti in entrambe le settimane critiche rispetto a quelli delle settimane analoghe, sia la dinamica del prezzo al Nord (e anche in Sardegna) a fare la differenza nel comportamento del CCT delle due settimane oggetto di istruttoria. Nella settimana critica di giugno, infatti, il prezzo al Nord, sebbene più alto di quello del gruppo di settimane di riferimento, è comunque molto più basso degli altri prezzi zonali, eccezion fatta per quello della Sardegna, addirittura inferiore al prezzo delle settimane analoghe. Nella settimana critica di gennaio, al contrario, i prezzi del Nord e della Sardegna sono perfettamente allineati ai prezzi delle altre zone, di nuovo sensibilmente superiori a quelli delle settimane analoghe, anche se in misura inferiore rispetto alla settimana

critica di giugno. Considerando il peso del prezzo del Nord nella determinazione del PUN, e ricordando che il CCT si calcola sottraendo dal PUN lo specifico prezzo zonale, allora è facile comprendere il comportamento del CCT nelle due settimane critiche: in particolare, nella seconda settimana di gennaio il prezzo dell'energia elettrica al Nord al livello di quelli delle altre zone è responsabile di un CCT vicino a zero in tutte le zone.

**TABELLA 4**

<b>Media aritmetica prezzi zionali (€/MWh)</b>							
	Calabria	Centro Nord	Centro Sud	Nord	Sardegna	Sicilia	Sud
Sett. analoghe alla sett. critica di giugno 04	53,9	51,2	52,4	47,9	59,0	53,0	52,4
Sett. critica di giugno 04	85,1	83,2	85,1	52,4	44,4	83,1	85,1
Sett. analoghe alla sett. critica di gennaio 05	58,9	56,7	57,7	53,4	64,0	57,9	57,7
sett. critica di gennaio 05	75,2	74,9	75,2	74,9	74,5	74,8	75,2

  

<b>Deviazione % media del prezzo zonale dalla media prezzo di vendita nella zona Nord</b>							
	Calabria	Centro Nord	Centro Sud	Nord	Sardegna	Sicilia	Sud
Sett. analoghe alla sett. critica di giugno 04	12,3%	6,8%	9,3%	–	23,0%	10,5%	9,3%
Sett. critica di giugno 04	62,2%	58,7%	62,2%	–	-15,4%	58,4%	62,2%
Sett. analoghe alla sett. critica di gennaio 05	10,2%	6,2%	8,0%	–	19,8%	8,3%	8,0%
Sett. critica di gennaio 05	0,3%	0,0%	0,3%	–	-0,5%	-0,1%	0,3%

Fonte: elaborazioni su dati Gme

## **2 Concorrenzialità potenziale del mercato all'ingrosso nei giorni critici**

In questo paragrafo si analizza il grado di concorrenzialità del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica nei giorni critici. Nell'analisi si sono applicati alle settimane critiche gli indicatori di pivotalità sviluppati, in via generale, nell'ambito dell'indagine congiunta. Tali indicatori misurano la percentuale di ore in cui almeno una quota delle offerte di vendita di un operatore è stata indispensabile per il soddisfacimento della domanda. E' chiaro che, nelle ore in cui questa condizione si verifica, il produttore opera di fatto in condizioni di monopolio con riferimento alla quota di domanda per la quale è indispensabile ed è quindi nella condizione di poter fissare discrezionalmente il prezzo di vendita. Per una descrizione degli indici e della metodologia di calcolo si veda il capitolo 3 della deliberazione n. 19/05.

Coerentemente con gli esiti dell'indagine congiunta, l'analisi si è focalizzata su due operatori di mercato: Enel ed Endesa. Infatti, tale indagine ha evidenziato che nei mercati rilevanti all'ingrosso, con riferimento certamente al Nord, al Macrosud e alla Macrosicilia, Enel appare pivotale e dominante; con riferimento al mercato sardo i dati strutturali suggeriscono l'esistenza di un duopolio (cd dominanza collettiva) tra Enel ed Endesa.

La domanda che gli operatori di mercato nel complesso devono soddisfare dipende dal livello di importazioni da, o esportazioni verso, macrozona limitrofe. Per questo sono state individuate quattro misure di indispensabilità che si basano: a) sul concetto di domanda residuale dell'operatore di mercato, intesa come differenza fra la domanda di energia elettrica della macrozona a cui l'indice si riferisce (dedotta la capacità di importazione da zone estere adiacenti) e la capacità produttiva degli altri operatori di mercato nella medesima macrozona; b) differenti ipotesi circa i flussi di energia elettrica con le altre macrozone.

Il primo caso analizzato qualifica le situazioni in cui un operatore detiene potere di mercato quand'anche l'intera capacità di transito fosse utilizzata in importazione dalle zone confinanti: la sua domanda residuale



rimane positiva anche quando viene dedotta l'importazione massima potenziale. In queste ore l'operatore è "assolutamente indispensabile" per servire la domanda residuale nel mercato geografico considerato e, pertanto, determinante nel fissare il prezzo di mercato in quella macrozona.

Il secondo caso qualifica le situazioni in cui l'operatore non deterrebbe alcun potere di mercato neppure se l'intera capacità di transito fosse dal medesimo utilizzata per esportare verso le altre macrozone: la sua domanda residuale rimane negativa anche quando viene aumentata delle esportazioni massime potenziali. In tal caso l'operatore è "non indispensabile" e non dispone di potere di mercato neppure considerando più mercati congiuntamente.

Il terzo caso si ha quando l'operatore di mercato diviene indispensabile nel soddisfare la domanda della macrozona e, dunque, può fissare il prezzo solo se la capacità di importazione da altri mercati adiacenti non è utilizzata, in tutto o in parte. Nelle ore in cui la suddetta condizione è soddisfatta, l'operatore detiene una "potenzialità attiva" che si può tradurre in un esercizio di potere di mercato a seconda che si verifichino determinate condizioni in altre macrozone confinanti con quella in esame.

Il quarto e ultimo caso si ha, invece, quando l'operatore diviene indispensabile nel soddisfare la domanda della macrozona e, dunque, nella formazione del prezzo, solo se viene utilizzata in tutto o in parte la capacità di esportazione verso altri mercati rilevanti adiacenti. Nelle ore in cui la suddetta condizione è soddisfatta, l'operatore detiene una "potenzialità passiva" che si può tradurre in un esercizio di potere di mercato a seconda che si verifichino determinate condizioni in altre macrozone confinanti con quella in esame.

Nelle due situazioni appena descritte (ore di potenzialità attiva e potenzialità passiva), l'analisi dell'esistenza di potere di mercato deve essere condotta esaminando congiuntamente la posizione dell'operatore sui vari mercati rilevanti. Infatti, posto che la potenzialità attiva e quella passiva consentono all'operatore di diventare indispensabile nel soddisfare la domanda della zona, quindi di essere pivotale nel fissare il prezzo, solo se la capacità di transito è utilizzata in una determinata direzione e per determinati volumi, lo studio dell'esercizio del potere di mercato richiede l'analisi del ruolo che l'operatore esercita nel determinare tali flussi tra zone. Detto altrimenti, occorre comprendere se l'operatore diventa indispensabile – secondo la definizione di potenzialità attiva o passiva - grazie al fatto che egli formula offerte di energia in una zona in modo da impiegare la capacità di transito secondo la direzione e nell'ammontare che lo rende indispensabile in un altro mercato geografico.

Con riferimento ai giorni dal 7 al 10 giugno 2004 e alle ore dei giorni dal 10 al 14 gennaio 2005, si è provveduto a effettuare l'analisi di indispensabilità sopra descritta per gli operatori Enel ed Endesa.

Per quanto riguarda Enel, dalle tabelle 5, 6, 7 e 8 risulta evidente come nei giorni oggetto delle istruttorie conoscitive questo operatore è stato assolutamente indispensabile ai fini del soddisfacimento della domanda nel Macrosud rispettivamente nel 100% (giugno 2004) e nel 96% delle ore (gennaio 2005). Nel Nord Enel, in entrambi i gruppi di giorni critici, è risultata assolutamente indispensabile per più del 50% delle ore, mentre per più del 40% delle ore rivestiva una posizione di potenzialità attiva o passiva.

Nella Macrosicilia Enel è stata non indispensabile per più del 20% delle ore e quasi sempre in una posizione di potenzialità attiva nelle restanti ore in entrambi i gruppi di giorni critici.

In Sardegna nella settimana critica di giugno 2004, Enel era assolutamente indispensabile in circa il 25% delle ore e non indispensabile nel 46%. Nelle restanti ore si trovava invece in posizione di potenzialità attiva o passiva. Nella settimana critica di gennaio 2005 e nella stessa macrozona, Enel risultava essere non indispensabile per il 18% delle ore e in potenzialità attiva e passiva per il restante complemento a cento delle ore.

**TABELLA 5****Test di indispensabilità nel Nord**

	Enel		Endesa	
	% di ore dal 7 al 10 Giugno 2004	% di ore dal 10 al 14 Gennaio 2005	% di ore dal 7 al 10 Giugno 2004	% di ore dal 10 al 14 Gennaio 2005
Assolutamente indispensabile	52%	57%	0%	0%
Non indispensabile	5%	0%	100%	30%
Potenzialità attiva	24%	28%	0%	0%
Potenzialità passiva	19%	14%	0%	70%
Totale complessivo	100%	100%	100%	100%

Fonte: elaborazioni su dati Gme

**TABELLA 6****Test di indispensabilità nel Macrosud**

	Enel		Endesa	
	% di ore dal 7 al 10 Giugno 2004	% di ore dal 10 al 14 Gennaio 2005	% di ore dal 7 al 10 Giugno 2004	% di ore dal 10 al 14 Gennaio 2005
Assolutamente indispensabile	100%	96%	0%	0%
Non indispensabile	0%	0%	100%	83%
Potenzialità attiva	0%	4%	0%	0%
Potenzialità passiva	0%	0%	0%	17%
Totale complessivo	100%	100%	100%	100%

Fonte: elaborazioni su dati Gestore della rete

**TABELLA 7****Test di indispensabilità nella Macrosicilia**

	Enel		Endesa	
	% di ore dal 7 al 10 Giugno 2004	% di ore dal 10 al 14 Gennaio 2005	% di ore dal 7 al 10 Giugno 2004	% di ore dal 10 al 14 Gennaio 2005
Assolutamente indispensabile	0%	2%	0%	0%
Non indispensabile	23%	22%	55%	38%
Potenzialità attiva	73%	71%	0%	13%
Potenzialità passiva	4%	6%	45%	50%
Totale complessivo	100%	100%	100%	100%

Fonte: elaborazioni su dati Gestore della rete

**TABELLA 8****Test di indispensabilità nella Sardegna**

	Enel		Endesa	
	% di ore dal 7 al 10 Giugno 2004	% di ore dal 10 al 14 Gennaio 2005	% di ore dal 7 al 10 Giugno 2004	% di ore dal 10 al 14 Gennaio 2005
Assolutamente indispensabile	24%	0%	37%	7%
Non indispensabile	46%	18%	15%	0%
Potenzialità attiva	16%	59%	47%	88%
Potenzialità passiva	14%	23%	1%	5%
Totale complessivo	100%	100%	100%	100%

Fonte: elaborazioni su dati Gestore della rete

Al fine di comprendere quando l'Enel è pivotale congiuntamente su due mercati confinanti è necessario altresì osservare le seguenti combinazioni:

- a) assoluta indispensabilità in entrambi i mercati o assoluta indispensabilità in uno dei due associata a potenzialità attiva o passiva nel mercato confinante;
- b) potenzialità attiva in entrambi i mercati;
- c) potenzialità attiva in un mercato e potenzialità passiva nel mercato confinante.

Nella combinazione a), l'operatore di mercato è sicuramente pivotale in almeno un mercato ed in grado di trasferire il suo potere di mercato sul mercato confinante.

Nella combinazione b), l'operatore è certamente pivotale sui due mercati considerati congiuntamente essendo il solo a poter soddisfare la domanda residuale complessiva dei due. Dunque, la capacità di trasporto tra i medesimi non espone tale operatore al rischio di importazioni che si pongono in concorrenza rispetto alla propria produzione.

Nella combinazione c), invece, la pivotalità dell'operatore sui due mercati considerati congiuntamente dipende dai valori soglia (delle importazioni ed esportazioni) che caratterizzano nei medesimi la potenzialità attiva e la potenzialità passiva. Tale pivotalità non è dunque certa e in ogni caso tale situazione concerne un numero molto limitato di ore nel sistema italiano.

Ai fini della presente analisi, per valutare la possibilità di esercizio del potere di mercato unilaterale dell'Enel nei vari mercati geografici rilevanti, ci focalizzeremo, per prevalenza, sui primi due casi, a) e b).

**TABELLA 9**

<b>Pivotalità di Enel</b>						
	dal 7 al 10 Giugno 2004			dal 10 al 14 Gennaio 2005		
	MACROSUD	NORD	% ORE	MACROSUD	NORD	% ORE
Combinazione a)	assoluta indispensabilità	assoluta indispensabilità	52%	assoluta indispensabilità	assoluta indispensabilità	57%
	assoluta indispensabilità	potenzialità attiva	24%	assoluta indispensabilità	potenzialità attiva	28%
	potenzialità attiva	assoluta indispensabilità	0%	potenzialità attiva	assoluta indispensabilità	0%
	assoluta indispensabilità	potenzialità passiva	19%	assoluta indispensabilità	potenzialità passiva	10%
	potenzialità passiva	assoluta indispensabilità	0%	potenzialità passiva	assoluta indispensabilità	0%
	<b>TOTALE COMBINAZIONE a</b>		<b>95%</b>	<b>TOTALE COMBINAZIONE a</b>		<b>95%</b>
Combinazione b)	potenzialità attiva	potenzialità attiva	0%	potenzialità attiva	potenzialità attiva	0%
	<b>TOTALE COMBINAZIONE b</b>		<b>0%</b>	<b>TOTALE COMBINAZIONE b</b>		<b>0%</b>

Fonte: elaborazioni su dati Gestore della rete

**TABELLA 10**

<b>Pivotalità di Enel</b>						
	dal 7 al 10 Giugno 2004			dal 10 al 14 Gennaio 2005		
	<b>MACROSUD</b>	<b>MACROSICI</b>	<b>% ORE</b>	<b>MACROSUD</b>	<b>MACROSICI</b>	<b>% ORE</b>
Combinazione a)	assoluta indispensabilità	assoluta indispensabilità	0%	assoluta indispensabilità	assoluta indispensabilità	2%
	assoluta indispensabilità	potenzialità attiva	73%	assoluta indispensabilità	potenzialità attiva	71%
	potenzialità attiva	assoluta indispensabilità	0%	potenzialità attiva	assoluta indispensabilità	0%
	assoluta indispensabilità	potenzialità passiva	4%	assoluta indispensabilità	potenzialità passiva	6%
	potenzialità passiva	assoluta indispensabilità	0%	potenzialità passiva	assoluta indispensabilità	0%
	<b>TOTALE COMBINAZIONE a</b>		<b>77%</b>	<b>TOTALE COMBINAZIONE a</b>		<b>79%</b>
Combinazione b)	potenzialità attiva	potenzialità attiva	0%	potenzialità attiva	potenzialità attiva	0%
	<b>TOTALE COMBINAZIONE b</b>		<b>0%</b>	<b>TOTALE COMBINAZIONE b</b>		<b>0%</b>

F Fonte: elaborazioni su dati Gestore della rete

**TABELLA 11**

<b>Pivotalità di Enel</b>						
	dal 7 al 10 Giugno 2004			dal 10 al 14 Gennaio 2005		
	<b>MACROSUD</b>	<b>SARDEGNA</b>	<b>% ORE</b>	<b>MACROSUD</b>	<b>SARDEGNA</b>	<b>% ORE</b>
Combinazione a)	assoluta indispensabilità	assoluta indispensabilità	24%	assoluta indispensabilità	assoluta indispensabilità	0%
	assoluta indispensabilità	potenzialità attiva	16%	assoluta indispensabilità	potenzialità attiva	59%
	potenzialità attiva	assoluta indispensabilità	0%	potenzialità attiva	assoluta indispensabilità	0%
	assoluta indispensabilità	potenzialità passiva	14%	assoluta indispensabilità	potenzialità passiva	23%
	potenzialità passiva	assoluta indispensabilità	0%	potenzialità passiva	assoluta indispensabilità	0%
	<b>TOTALE COMBINAZIONE a</b>		<b>55%</b>	<b>TOTALE COMBINAZIONE a</b>		<b>82%</b>
Combinazione b)	potenzialità attiva	potenzialità attiva	0%	potenzialità attiva	potenzialità attiva	0%
	<b>TOTALE COMBINAZIONE b</b>		<b>0%</b>	<b>TOTALE COMBINAZIONE b</b>		<b>0%</b>

Fonte: elaborazioni su dati Gestore della rete

Essendo Enel assolutamente indispensabile nella Macrosud, le sole ore del periodo in esame che non rientrano nella combinazione a), ove l'operatore è pivotale su entrambe le macrozone considerate, sono quelle in cui l'Enel non risulta indispensabile ai fini del soddisfacimento del fabbisogno nella macrozona confinante alla macrozona Sud.

Si deve pertanto concludere che nei giorni dal 7 al 10 giugno 2004 l'Enel è risultato pivotale:

- per il 95% delle ore sull'aggregato Nord + Macrosud;
- per il 77% delle ore sull'aggregato Macrosud + Macrosicilia;
- per il 55% delle ore sull'aggregato Macrosud + Sardegna.

Con la stessa logica, nei giorni dal 10 al 14 gennaio 2005 l'Enel è risultato pivotale:

- per il 95% delle ore sull'aggregato Nord + Macrosud;
- per il 79% delle ore sull'aggregato Macrosud + Macrosicilia;
- per il 82% delle ore sull'aggregato Macrosud + Sardegna.

Per quanto riguarda Endesa, dalle tabelle 5, 6, 7 e 8 emerge che in tutte le macrozone, ad esclusione della Sardegna, le ore di indispensabilità assoluta di questo operatore sono state nulle. Questo significa che Endesa non era in grado di assumere un ruolo attivo ed unilaterale nella fissazione dei prezzi in tali mercati nelle settimane critiche; infatti, le potenzialità attiva e passiva non si possono tradurre in un'effettiva pivotità nel caso in cui l'operatore non sia in grado di determinare i prezzi nelle macrozone adiacenti e, conseguentemente, incidere sui transiti tra zone.

Per quanto concerne invece la Sardegna, nella settimana critica di giugno Endesa ha coperto tutte le fattispecie, con una assoluta indispensabilità del 37%, una non indispensabilità del 15% e una potenzialità attiva e passiva nell'ordine del 47 e del 1%. Nelle ore dei giorni critici di gennaio 2005 le percentuali di ore nelle diverse fattispecie sono cambiate notevolmente con l'assoluta indispensabilità al 7%, la potenzialità attiva all'88% e quella passiva al 5%.

I dati esaminati in questo paragrafo mostrano come:

- 1) Enel, nelle due settimane critiche, detenesse un potere di mercato molto esteso sia nel tempo che nello spazio;
- 2) le condizioni di concorrenzialità in Sardegna si siano modificate da giugno a gennaio. Infatti Endesa, che nella seconda settimana di giugno risultava assolutamente indispensabile in più del 37% delle ore, nella seconda settimana di gennaio ha ridotto sensibilmente la propria indispensabilità, che scende al di sotto dei 10 punti. Anche per Enel le ore di assoluta indispensabilità si riducono a zero. Tuttavia Enel mantiene una condizione di potenzialità attiva o passiva in molte ore. Questo significa che, in virtù dell'assoluta indispensabilità nella Macrosud, Enel è stata in grado di fissare i prezzi in Sardegna circa nell'82% delle ore della settimana critica di gennaio. La modifica rilevata agli indici di pivotità è probabilmente dovuta al differente valore, fissato dal Gestore della rete, dei limiti di utilizzo del cavo che collega la Sardegna al macroSud a partire dal mese di gennaio<sup>1</sup>.

### **3 Valutazione della condotta di Enel**

Nel paragrafo precedente si è dimostrato come nelle settimane critiche Enel fosse in grado di fissare il prezzo nella gran parte delle ore in tutti i mercati geografici rilevanti.

Ai fini di valutare se Enel abbia effettivamente esercitato il proprio potere di mercato si sono analizzati due tipi di indicatori:

1. la percentuale di ore dei giorni critici in cui Enel è stata operatore marginale nel mercato del giorno prima, cioè ha presentato offerte di vendita che hanno determinato il prezzo di equilibrio (di seguito: indice di marginalità)

---

<sup>1</sup> Si veda il paragrafo 4

2. la percentuale della quantità offerta in vendita dell'Enel ad un prezzo compreso in una banda predefinita, rispetto al totale delle quantità offerte in vendita ad un prezzo compreso nella medesima banda (di seguito: indice di frequenza attorno all'equilibrio).

La lettura contestuale dei due indicatori consente di valutare con che frequenza le offerte di Enel sono state decisive nella determinazione del prezzo, nel senso che non solo l'ultima offerta accettata risulta in capo ad Enel, ma anche la maggior parte delle offerte presentate in un intorno del prezzo di equilibrio sono state formulate dalla stessa Enel.

I valori assunti dall'indice di marginalità nei giorni critici sono riportati nella tabella 12 in cui, ai fini di una valutazione ponderata della marginalità dell'operatore, si sono riportati anche i volumi relativi alle offerte di vendita accettate nel MGP nelle ore in cui Enel è stato operatore marginale, come percentuale delle offerte complessivamente accettate in vendita nel periodo in esame.

**TABELLA 12**  
(OMISSIS)

Dall'analisi della tabella 12 emerge che Enel ha assunto un ruolo cruciale nella determinazione del prezzo in entrambi i periodi critici. Se si esclude la Sardegna, nei giorni critici di giugno la percentuale di ore in cui Enel ha determinato il prezzo ha registrato valori compresi tra il (Omissis) circa del Nord ed il quasi (Omissis) del Macrosud. In Sardegna invece viene confermato l'assetto duopolistico anche nella fissazione del prezzo: l'indice di marginalità scende infatti al (Omissis)

I dati relativi alla settimana critica di gennaio confermano sostanzialmente questo scenario, con la seguente precisazione. In questa settimana si registra infatti un aumento rispetto alla settimana critica di giugno, del numero di ore in cui Enel ha fissato il prezzo sia nel Nord che in Sardegna: l'indice di marginalità è aumentato di circa 20 punti percentuali nel Nord e di poco meno di 30 punti in Sardegna. Questo risultato è coerente con quanto segnalato nel paragrafo 2: la settimana critica di gennaio si caratterizza non solo per l'aumento del prezzo di acquisto nel mercato del giorno prima verso livelli particolarmente elevati, ma anche per una marcata riduzione della differenziazione dei prezzi di vendita tra le zone. In tale settimana si sono avuti dunque prezzi alti in tutte le zone, anche in quelle, come il Nord, solitamente caratterizzate da prezzi di vendita inferiori alla media nazionale.

Al fine di caratterizzare i risultati sulla marginalità con elementi di valutazione della significatività dei dati risultano, si è proceduto analizzando la presenza di Enel nel tratto della curva di offerta attorno all'equilibrio. Se in un significativo tratto della curva attorno a tale punto una percentuale rilevante delle offerte presentate fosse attribuibile ad Enel, si potrebbe dedurre che il ruolo di Enel nella determinazione del prezzo è strutturale. In altri termini il valore dell'indice di marginalità non si sarebbe modificato anche in presenza di significative variazioni del livello di domanda.

I valori assunti dall'indice di frequenza attorno all'equilibrio nei **giorni critici di giugno** sono rappresentati nel grafico 1.

## GRAFICO 1

(Omissis)

Fonte: Gme

Dall'analisi del grafico emerge che in tutte le macrozone ad eccezione della Sardegna le offerte di Enel hanno mediamente rappresentato più del (Omissis) delle offerte presentate nell'intorno dei prezzi di equilibrio. Nella macrozona Macrosud la quota di Enel, misurata dall'indice di frequenza, raggiunge (Omissis).

Nord: nei primi due giorni (7 e 8 giugno) dei giorni critici di giugno i prezzi di vendita nella zona Nord hanno registrato livelli contenuti, compresi tra i 25 e i circa 40 €/MWh nelle ore piene; nei due giorni

successivi (8 e 9 giugno) il livello dei prezzi nelle ore piene ha subito una brusca spinta al rialzo, variando tra un minimo circa 89 €/MWh ed un massimo di 126 €/MWh. Dall'analisi dell'indice di marginalità emerge che nelle fasce di prezzo rilevanti nell'analisi dei primi due giorni (0-30 €/MWh e 30-50 €/MWh) le offerte di Enel hanno rappresentato rispettivamente il (*Omissis*) ed il (*Omissis*) delle quantità complessivamente offerte in vendita nella macrozona in esame in tali fasce di prezzo. Per i due giorni successivi, dato l'aumento dei prezzi medi, le fasce di prezzo rilevanti sono le fasce 70-90 €/MWh e 90-110 €/MWh. Anche in questo caso la presenza di Enel è molto rilevante e arriva a superare il (*Omissis*) nella fascia più alta.

Macrosud: per questa macrozona l'indice di frequenza fornisce un segnale molto forte di assoluta prevalenza di Enel in un tratto della curva di offerta attorno all'equilibrio. In questo caso le fasce di prezzo nelle quali si è collocato il prezzo di vendita nelle zone comprese nella macrozona sono quelle che includono valori tra i 90 €/MWh e i 195 €/MWh. L'indice di frequenza di Enel in tali fasce assume valori prossimi al (*Omissis*).

Sicilia: le fasce di prezzo rilevanti per l'analisi di questa macrozona sono le stesse segnalate per la Macrosud (90 €/MWh e i 195 €/MWh). Anche in questo caso l'indice assume valori molto elevati, in particolare per le fasce che includono prezzi superiori a 110 €/MWh, dove raggiunge i (*Omissis*) punti percentuali.

Sardegna: anche in Sardegna, come nel Nord, il livello dei prezzi di vendita ha subito forti oscillazioni tra i quattro giorni critici di giugno. Dopo aver registrato livelli di prezzo superiori a 90 €/MWh nelle ore piene del 7 giugno, nei giorni successivi si è registrata una progressiva contrazione. I prezzi massimi registrati nelle ore piene sono diminuiti, attestandosi a circa 70 €/MWh l'8 e il 9 giugno e a 25 €/MWh il 10 giugno. L'indice di frequenza segnala nella relative fasce di prezzo una presenza di Enel altalenante. In particolare va segnalato che l'indice di marginalità di Enel nella fascia di prezzo 90-100 è pari a (*Omissis*), mentre per Endesa l'indice ha valori prossimi al (*Omissis*).

## GRAFICO 2

(*Omissis*)

Fonte: Gme

I valori assunti dall'indice di frequenza attorno all'equilibrio nei **giorni critici di gennaio** sono rappresentati nel grafico 2. L'indice di frequenza relativo a questi giorni mostra, rispetto ai giorni critici di giugno, un aumento nel Nord, l'unica macrozona, ad esclusione della Sardegna, con valori molto elevati ma significativamente inferiori al (*Omissis*). Nel Macrosud, anche per gennaio, l'indice di frequenza raggiunge valori prossimi a (*Omissis*).

Nord: nei giorni critici di gennaio i prezzi di equilibrio nelle ore piene si sono assestati nelle fasce 90-110 €/MWh, 110-130 €/MWh e 130-150 €/MWh con un massimo il 13 di gennaio di quasi 150 €/MWh; la frequenza delle offerte di Enel attorno a questi prezzi di equilibrio è stata compresa tra il (*Omissis*) e l'(*Omissis*).

Macrosud: in questa macrozona i prezzi delle ore piene hanno seguito il medesimo andamento di quelli della macrozona Nord; pertanto rilevano le frequenze delle offerte negli intervalli di prezzo di equilibrio 90-110 €/MWh, 110-130 €/MWh e 130-150 €/MWh, che in questa macrozona sono state prossime al (*Omissis*).

Sicilia: i prezzi di equilibrio realizzatisi nei giorni dal 10 al 14 gennaio per le ore piene sono stati anche in questa macrozona all'interno delle fasce 90-110 €/MWh, 110-130 €/MWh e 130-150 €/MWh, con una frequenza delle offerte Enel in detti intervalli che è stata compresa tra (*Omissis*) e (*Omissis*).

Sardegna: come per le altre macrozone, anche in Sardegna si sono mediamente registrati nelle ore piene prezzi di equilibrio tra i 90 €/MWh e i 117 €/MWh nei giorni 10 e 11 gennaio, con un ampliamento dello spettro dei prezzi fino ad includere anche l'intervallo 130-150 €/MWh nei giorni successivi. Come nei giorni critici di giugno, anche nella seconda settimana di gennaio l'indice di frequenza per Enel assume valori altalenanti tra fasce di prezzo: dal (*Omissis*) della fascia 70-90 €/MWh al (*Omissis*) delle fasce 90-110 €/MWh e 110-130 €/MWh.

Dai dati sopra esposti si può concludere che Enel ha effettivamente esercitato il proprio potere di mercato, svolgendo un ruolo determinante nella fissazione dei prezzi. Tuttavia, resta da valutare se il comportamento

di Enel sia stato orientato unicamente alla massimizzazione del proprio profitto, tenendo conto del proprio portafoglio di contratti, ovvero abbia risposto a finalità ulteriori.

Come già ricordato, la seconda settimana di gennaio è stata caratterizzata non solo da un PUN medio ponderato settimanale sensibilmente più alto di quello rilevato nelle settimane analoghe, ma anche da un livello del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto tra i più bassi registrati dall'avvio del dispacciamento di merito economico. La concomitanza dei due effetti sottende un livello di prezzi nel Nord tra i più elevati che si siano registrati dall'avvio del dispacciamento di merito economico.

Seppure, come detto, l'Enel era in condizione di fissare il prezzo nel 95% delle ore sull'aggregato Nord-Macrosud, ciò non toglie che, data la quantità di contratti sottoscritti dall'Enel con Acquirente Unico e altri operatori, il prezzo registrato nella zona Nord sia risultato superiore a quello che avrebbe consentito di massimizzare i profitti complessivi del gruppo Enel. In particolare, si rileva che, nei giorni oggetto dell'istruttoria di gennaio, Enel avrebbe potuto conseguire maggiori ricavi in corrispondenza di prezzi di equilibrio nella zona Nord inferiori a quelli effettivamente rilevati nelle ore in cui il PUN è risultato superiore a 57 €/MWh, valore corrispondente allo strike price per il prodotto GAS 2 assegnato all'asta dall'Acquirente Unico nel dicembre 2004 e di cui Enel si è aggiudicato 2525 MW.

Per dimostrare quanto appena affermato si è adottata al seguente metodologia.

Per ciascuna ora sono stati acquisiti i seguenti elementi:

- 1) le quantità complessive delle offerte di acquisto accettate, ivi incluse le offerte relative a contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte, nel Nord al netto delle quantità relative a offerte di acquisto per unità di pompaggio e unità di esportazione;
- 2) le quantità complessive delle offerte di acquisto accettate, ivi incluse le offerte relative a contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte, a livello nazionale al netto delle quantità relative a offerte di acquisto per unità di pompaggio e unità di esportazione;
- 3) il valore del PUN;
- 4) il prezzo della zona Nord;
- 5) le quantità relative ai contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte imputabili all'Enel;
- 6) le quantità relative ai contratti alle differenze *one-way* conclusi con l'Acquirente Unico imputabili all'Enel;
- 7) le quantità relative ai contratti di importazione pluriennali imputabili all'Enel.

Per ciascuna ora si è quindi provveduto a calcolare quanto segue:

- 8) il peso del Nord nella ponderazione del Prezzo Unico Nazionale (rapporto fra le quantità di cui al punto 1) e le quantità al punto 2));
- 9) la quantità complessiva delle coperture dell'Enel (somma delle quantità di cui ai punti 5), 6) e 7));

Sulla base dei dati sopra elencati è stato possibile stimare l'effetto netto sui profitti dell'Enel che si sarebbe registrato in ciascuna ora a fronte di una riduzione del prezzo di equilibrio nel Nord di 1€/MWh rispetto al valore effettivamente registrato.

Per computare tale effetto netto sono state svolte le seguenti considerazioni:

- a) i contratti conclusi al di fuori del sistema delle offerte e i contratti pluriennali di importazione sono stati considerati alla stregua di contratti alle differenze; sotto il profilo economico, infatti, l'effetto che una data variazione del prezzo di equilibrio della zona Nord determina sul ricavo associato ad 1 MWh oggetto di un contratto di compravendita stipulato al di fuori del sistema delle offerte è identico all'effetto che detta variazione comporta sul ricavo associato ad 1 MWh oggetto di un contratto alle differenze avente uno strike price uguale al prezzo pattuito nel contratto di compravendita stipulato al di fuori del sistema delle offerte;



- b) le quantità delle offerte di vendita accettate su MGP nella zona Nord e le quantità delle opzioni esercitate in ciascuna ora rimangono immutate a fronte di una variazione del prezzo di equilibrio della zona Nord di 1 €/MWh; in altri termini, si ipotizza che a fronte di una così piccola variazione del prezzo di equilibrio della zona Nord non vi sia alcun incremento delle quantità dispacciate per l'Enel (e conseguentemente nessuna variazione nei costi di generazione) e che la corrispondente variazione del PUN (pari alla variazione del prezzo della zona Nord per il peso della zona Nord nella ponderazione del PUN) non sia tale da far scendere il PUN stesso sotto lo strike price di un'opzione che risultava esercitata in quella specifica ora.

Al fine di computare l'effetto netto sui profitti di una riduzione del prezzo di equilibrio della zona Nord si possono distinguere due componenti.

La prima componente è data dalla riduzione dei ricavi su tutte le quantità accettate su MGP (ivi incluse le quantità oggetto di contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte che sono stati equiparati a contratti alle differenze). Tale componente negativa può essere scritta come:

$$-\Delta PNord * QaccNord$$

ove:

$\Delta PNord$  è il valore assoluto della variazione del prezzo nella zona Nord;

$QaccNord$  è pari all'energia oggetto di offerte di vendita accettate nel MGP relativamente alla zona Nord (ivi incluse le quantità oggetto di contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema).

La seconda componente è data dalla riduzione degli esborsi sulle quantità di coperture imputabile all'Enel. Tale componente positiva può essere scritta come:

$$\Delta PUN * QcopertureEnel$$

Ove:

$a$  è la percentuale del fabbisogno nella zona Nord;

$QcopertureEnel$  è la quantità complessiva delle coperture imputabili all'Enel di cui al punto 9) e

$$\Delta PUN * QcopertureEnel \text{ è pari a } \Delta PNord * a * QcopertureEnel.$$

Sommando le due componenti sopraccitate, limitatamente alle ore con PUN superiore allo strike price del contratto GAS 2, si è potuta quantificare la perdita o il profitto netto complessivo per l'Enel derivante da tale mutamento di strategia.

Possiamo scrivere la somma l'effetto netto sui profitti dell'Enel come:

$$\Delta Margini = -\Delta PNord * QaccNord + \Delta PNord * a * QcopertureEnel$$

L'esito di tale analisi dimostra che l'Enel riducendo i prezzi di 1 €/MWh avrebbe guadagnato in una settimana circa 59.800 euro. Tale mutamento di strategia avrebbe avuto altresì un riverbero positivo sul consumatore finale in quanto avrebbe portato ad una concomitante riduzione del PUN medio ponderato settimanale.

Inoltre, Enel avrebbe presumibilmente potuto ridurre i prezzi di equilibrio della zona Nord di ben oltre 1 €/MWh aumentando i propri profitti. L'analisi delle curve di offerta complessiva nel mercato del giorno prima e della curva di offerta formulata da Enel indica che il prezzo di equilibrio avrebbe potuto ridursi di un ammontare ben superiore a quanto ipotizzato nella stima precedente senza che questo comporti una sensibile diminuzione delle quantità esercitate delle opzioni. In tal caso una strategia di riduzione dei prezzi di vendita al Nord avrebbe comportato per Enel un aumento dei margini da cessione molto più rilevante dei 59.800 euro settimanali stimati. Ad esempio, una riduzione media di 10 €/MWh del prezzo di vendita registrato nella zona Nord nella settimana critica di gennaio, valore non improbabile date le condizioni di domanda ed offerta, avrebbe comportato un guadagno netto per Enel di almeno 598.000 euro su base settimanale.

In ogni caso, avendo Enel in portafoglio delle opzioni con differenti strike price, il calcolo esatto del massimo profitto conseguibile richiederebbe di tenere conto altresì delle variazioni delle quantità accettate in vendita nel MGP in tale zona e delle quantità delle opzioni esercitate ogniqualvolta la riduzione abbia

l'effetto di far scendere il PUN sotto lo strike di un'opzione che risultava esercitata in base al valore del PUN effettivamente registrato in quell'ora.

## 4 Valutazione degli esiti di mercato nella macrozona Sardegna

La macrozona Sardegna merita una analisi di dettaglio in quanto, diversamente dalle altre macrozone in cui Enel è l'operatore dominante, il mercato è sostanzialmente duopolistico.

Si deve tuttavia tenere conto della differente posizione strategica dei duopolisti locali.

Enel è, infatti, in grado di fare leva sulla sua assoluta indispensabilità in Macrosud per determinare i prezzi in tale macrozona e, conseguentemente, i flussi di esportazione dalla Sardegna verso il continente. Così facendo Enel può tradurre le ore di potenzialità attiva o passiva in Sardegna in ore in cui essa risulta effettivamente pivotale e, perciò, in grado di esercitare il proprio potere di mercato anche in Sardegna. Questa era la situazione che si configurava, come risulta evidente dall'analisi della tabella 8, rispettivamente nel 55% delle ore nella settimana critica di giugno e nell'82% delle ore nella settimana critica di gennaio.

Viceversa, Endesa può controllare direttamente il prezzo in Sardegna solo nelle ore in cui è assolutamente indispensabile. Nelle ore di potenzialità attiva o passiva, Endesa diviene effettivamente pivotale in Sardegna solo se le importazioni dal continente scendono al di sotto di certi livelli (potenzialità attiva) o le esportazioni verso il continente salgono al di sopra di certi livelli (potenzialità passiva). Tali flussi di importazione e di esportazione nelle predette ore non sono però sotto il suo diretto controllo ma sotto il controllo di Enel. Endesa, dunque, può divenire effettivamente pivotale in molte ore per effetto delle scelte strategiche di Enel sul livello dei prezzi nel continente.

**TABELLA 12**

### Test di indispensabilità in Sardegna nelle ore fra le 8 e le 22

	Enel		Endesa	
	% di ore dal 7 al 10 Giugno 2004	% di ore dal 10 al 14 Gennaio 2005	% di ore dal 7 al 10 Giugno 2004	% di ore dal 10 al 14 Gennaio 2005
Assolutamente indispensabile	37%	0%	45%	8%
Non indispensabile	30%	0%	23%	0%
Potenzialità attiva	13%	89%	32%	92%
Potenzialità passiva	20%	11%	0%	0%
Totale complessivo	100%	100%	100%	100%

Fonte: elaborazioni su dati Gestore della rete

Nelle ore incluse fra le 8 e le 22 dei giorni feriali della settimana critica di giugno, Enel era nel 37% dei casi in condizioni di assoluta indispensabilità e in un ulteriore 33% di ore in condizioni di potenzialità attiva o passiva. Parimenti, Endesa risultava assolutamente indispensabile nel 45% delle ore e in condizioni di potenzialità attiva nell'ulteriore 32% di ore.

Nel 33% di ore in cui Enel risultava in condizioni di potenzialità attiva o passiva in Sardegna, la stessa Enel era in condizioni di assoluta indispensabilità in Macrosud. Ciononostante, nel 20% di ore in cui Enel era in condizione di potenzialità passiva, la Sardegna è risultata essere sempre in esportazione verso il continente per l'intera capacità di esportazione disponibile, conferendo così a Enel un effettivo potere di mercato in loco; nel 13% di ore in cui Enel era in posizione di potenzialità attiva le importazioni hanno sempre superato il valore soglia che poneva Enel al riparo dalla concorrenza di terzi e, perciò, sono risultate ore in cui Enel non aveva un effettivo potere di mercato nella suddetta macrozona.

Nelle ore incluse fra le 8 e le 22 dei giorni feriali della settimana critica di gennaio, Enel era nel 90% dei casi in una posizione di potenzialità attiva in Sardegna. Nelle stesse ore, la Sardegna è risultata quasi sistematicamente in esportazione verso il continente (93% delle ore), conferendo ad Enel stessa un effettivo potere di mercato in Sardegna. Nel restante 10% dei casi, pur essendo in posizione di potenzialità passiva, le esportazioni superavano sempre il valore soglia che rendeva Enel in grado di esercitare potere di mercato in quella macrozona.

**TABELLA 13**

(Omissis)

Fonte: elaborazioni Gme

Le conclusioni dell'analisi relativa alle potenzialità di Enel nella determinazione del prezzo trovano conferma nei valori dell'indice di marginalità registrati nelle due settimane critiche.

Dall'analisi della tabella 13 risulta evidente la differenza fra le due settimane oggetto dell'analisi. Se nella settimana di giugno Endesa sembra aver assunto un ruolo cruciale nella determinazione del prezzo, addirittura superiore a quello di Enel, nella settimana di gennaio sembra essere stata Enel a determinare il prezzo nella stragrande maggioranza delle ore. Enel, infatti, è risultata marginale in circa il (Omissis) delle ore contro il (Omissis) circa di Endesa.

La differente situazione delle due settimane sembra almeno in parte imputabile all'esercizio del cavo fra la Sardegna e il continente. Per quanto concerne la gestione del cavo si osserva quanto segue:

- Il limite massimo di importazione nella settimana di giugno nelle ore comprese fra le 8 e le 22 non ha mai superato i 180 MW, contro i 300 MW (24 ore su 24) della settimana di gennaio; ciò spiega la grande differenza nella percentuale di ore di assoluta indispensabilità riscontrata nelle due settimane; i due duopolisti nella settimana di gennaio risultavano quindi almeno in teoria esposti ad una maggiore "concorrenza potenziale", rappresentata dal più alto limite di capacità in import dal continente;
- Nella settimana di giugno il cavo era quasi sempre forzato in importazione mentre nella settimana di gennaio il cavo funzionava come le altre interconnessioni (ciò valeva solo su MGP, in quanto il Gestore della rete interveniva ex post su MSD per riportare i flussi nella direzione richiesta). Ciò di fatto spiega la situazione rilevata in giugno nelle ore di potenzialità attiva e passiva di Enel; le ore di potenzialità passiva erano infatti concentrate nel giorno 7 giugno in cui il cavo non era forzato in import e le esportazioni effettive hanno raggiunto sistematicamente il limite massimo consentito (250 MW); le ore di potenzialità attiva erano invece concentrate nei restanti giorni in cui il cavo era forzato in importazione per un valore minimo che superava le relative soglie di import entro le quali Enel sarebbe risultata al riparo dalla "concorrenza potenziale" delle importazioni (90 MW).

A conferma del maggior ruolo assunto da Enel nella fissazione del prezzo in Sardegna nella settimana di gennaio, è stata calcolata la quota delle quantità presentate da Enel sulle quantità presentate da qualsiasi operatore in un intorno di +/-10 €/MWh del prezzo della più alta offerta di vendita accettata in Sardegna. A titolo di esempio, sono state prese a campione le ore 11 dei giorni feriali della settimana incriminata. Si noti che nelle predette ore Enel ha avuto una quota compresa fra il (Omissis) e il (Omissis) delle quantità offerte nell'intorno considerato, tranne in un caso in cui Endesa si è collocata nell'intorno con due grandi unità di produzione ((Omissis)) che erano generalmente offerte a prezzi più alti o più bassi (tendenzialmente una a prezzi più alti, l'altra a prezzi più bassi).

**TABELLA 14**

	10/01/2005	11/01/2005	12/01/2005	13/01/2005	14/01/2005
1) prezzo dell'ultima offerta accettata in Sardegna (€/MWh)	100	117	122	150	140
2) prezzo minimo (€/MWh) (estremo inferiore dell'intorno)	(Omissis)	(Omissis)	(Omissis)	(Omissis)	(Omissis)
3) prezzo massimo (€/MWh) (estremo superiore dell'intorno)	(Omissis)	(Omissis)	(Omissis)	(Omissis)	(Omissis)

4) quantità offerte ad un prezzo compreso nell'intorno di +/- 10€MWh (MWh)	(Omissis)	(Omissis)	(Omissis)	(Omissis)	(Omissis)
5) quantità offerte da Enel nell'intorno quota Enel nell'intorno	(Omissis)	(Omissis)	(Omissis)	(Omissis)	(Omissis)

Fonte: elaborazioni su dati GME

Le osservazioni effettuate in merito alla condotta di Enel trovano altresì riscontro nella corrispondente forma delle curve di offerta delle ore 11 dei giorni critici di gennaio in Sardegna, riportate in figura 1.

Si noti in proposito il largo tratto piatto che tali curve esibiscono in corrispondenza di livelli di prezzo compresi fra (Omissis) e (Omissis) €/MWh.

### GRAFICO 3: CURVE DI OFFERTA DEL MERCATO IN SARDEGNA ORE 11

(Omissis)

## 5 Anomalie rilevate nelle procedure concorsuali per l'assegnazione della capacità di importazione fra Francia e Italia

All'apparente irrazionalità (rispetto alla massimizzazione dei profitti) del comportamento di offerta di Enel nella zona Nord del MGP si accompagna il sorprendente risultato delle procedure concorsuali tenute a fine dicembre 2004 dal gestore di rete francese (RTE) per l'assegnazione della capacità di importazione tra Francia ed Italia per il mese di gennaio 2005. Il prezzo medio di assegnazione è infatti stato pari a 19,09 €/MWh di utilizzazione attesa, ben superiore al valore che detta capacità avrebbe avuto nel caso in cui il prezzo nella zona Nord italiana nel mese di gennaio 2005 fosse stato simile a quello registrato nel mese di dicembre 2004.

Infatti, il valore della capacità di importazione è sostanzialmente pari alla differenza tra il valore dell'energia nell'area di importazione (zona Nord) e nell'area di esportazione (Francia) eventualmente corretta per tenere conto di eventuali costi variabili per l'utilizzazione della medesima capacità (0,6 €/MWh nel caso dell'importazione dalla Francia). Nel caso di una assegnazione a termine, il valore della capacità produttiva è pari alla differenza tra i valori attesi dell'energia nell'area di importazione ed in quella di esportazione (quest'ultimo aumentato dei costi variabili attesi per l'utilizzazione della capacità).

Il valore atteso dell'energia nell'area di esportazione è ben rappresentato dal valore del corrispondente prodotto *forward* quotato in mercati quali l'EEX (Borsa tedesca) o Powernext (Borsa francese). In particolare, la quotazione del prodotto *baseload* per il mese di gennaio 2005 sul mercato EEX nei giorni di fine 2004 in cui RTE ha assegnato la capacità di importazione, è stato pari a circa 35 €/MWh (35,05 €/MWh il 23.12.05). Su Powernext lo stesso prodotto è stato quotato a prezzi molto prossimi a quelli dell'EEX.

Sulla base delle quotazioni del prodotto *forward* relativo alle ore di punta (8-20 dei giorni feriali) di gennaio 2005 quotato nei medesimi giorni sull'EEX è possibile calcolare in circa 0,5 €/MWh il costo di modulazione da sostenere al fine di armonizzare il profilo del *forward baseload* col profilo della capacità di importazione.

Se ai 35,5 €/MWh di valore atteso della energia all'estero per un profilo corrispondente a quello della capacità di importazione, si sommano gli 0,6 €/MWh chiesti dai gestori di rete (RTE e GRTN) sull'energia che viene importata, otteniamo un valore di 36,1 €/MWh da sottrarre al valore atteso per il mese di gennaio 2005 dell'energia nella zona Nord (con medesimo profilo) per ottenere il valore atteso della capacità di importazione.

Volendo stimare il prezzo atteso nella zona Nord italiana nel mese di gennaio 2005 sulla base di quello registrato nel mese di dicembre 2004, essendo questi mesi non solo contigui, ma anche molto simili per struttura di domanda e di offerta, il valore atteso dell'energia nella zona Nord con profilo coerente a quello della capacità di importazione sarebbe stato pari a 47,1 €/MWh; ciò che avrebbe dato un valore atteso della capacità di importazione pari a circa 11 €/MWh, ben inferiore ai 19,09 €/MWh mediamente pagati per la capacità di importazione.

Tale valorizzazione ex ante della capacità di importazione risultava coerente con un valore atteso dell'energia al Nord pari o superiore a 55,19 €/MWh (36,1 €/MWh di valore atteso dell'energia all'estero + 19,09 €/MWh di valore della capacità di importazione). Poiché nel mese di gennaio 2005, il valore dell'energia elettrica nel Nord, considerando un profilo piatto<sup>2</sup>, è risultato pari a 60,40 €/MWh, l'offerta di Endesa nell'asta di capacità di importazione sulla frontiera francese si è rivelata ex post in linea con i prezzi effettivamente fissati al nord in quel mese.

Il risultato delle assegnazioni è ancor più sorprendente se si pensa che gran parte della capacità messa a gara è stata assegnata ad un solo operatore di mercato, Endesa Italia, che non è in grado di determinare il prezzo nella zona Nord indipendentemente dal comportamento degli altri operatori. Endesa Italia è, viceversa, l'operatore che insieme ad Enel forma il duopolio nella zona Sardegna.

Del resto, come sopra dimostrato, non era ragionevole ritenere che il prezzo nella zona Nord avrebbe assunto nel mese di gennaio valori tanto elevati da rendere conveniente l'acquisto della capacità di importazione a 19,09 €/MWh poiché Enel avrebbe avuto interesse e capacità di mantenere il prezzo a valori ben più bassi di quelli effettivamente registrati.

Si rileva inoltre la singolarità dell'assenza di Endesa tra gli assegnatari delle aste di capacità di importazione per il mese di febbraio 2005 svoltesi alla fine di gennaio, cioè successivamente all'avvio dell'istruttoria conoscitiva adottata dall'Autorità con deliberazione n. 3/05.

---

<sup>2</sup> Non essendo il profilo delle importazioni piatto, il valore del profilo piatto può considerarsi una stima prudenziale del reale valore dell'energia.