

L'aggiornamento annuale è stato effettuato:

- applicando il meccanismo del *price cap* alla quota parte delle tariffe di trasmissione e distribuzione a copertura dei costi operativi e degli ammortamenti;
- aggiornando il valore del capitale investito riconosciuto ai fini tariffari a livello nazionale, per tener conto degli investimenti netti portati a termine nel corso del 2003.

L'aggiornamento annuale ha comportato una sostanziale invarianza delle componenti a copertura dei costi di trasmissione e una leggera riduzione nominale di quelle a copertura dei costi di distribuzione (pari a circa l'1 per cento).

Nell'ambito del provvedimento di aggiornamento annuale delle tariffe di trasmissione e distribuzione, l'Autorità ha anche rivisto le componenti tariffarie a copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio e dei costi derivanti dal conseguimento degli obiettivi di cui al decreto del 24 aprile 2001, costi derivanti dall'adozione di interventi volti al controllo e alla gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse. In particolare, i costi riconosciuti per recuperi della qualità del servizio (componente UC₆) sono stati ridotti di oltre il 44 per cento, passando da 90 milioni di euro nel 2004 a circa 50 milioni di euro nel 2005. Con riferimento, invece, ai costi derivanti dall'adozione di interventi volti al controllo e alla gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse (componenti della tariffa di distribuzione), è stato previsto un aumento dai 10 milioni di euro del 2004 a 50 milioni di euro nel 2005 (+400 per cento).

TAV. 3.22 **CONFRONTO DELLA TARIFFA MEDIA PER I SERVIZI DI TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE AL NETTO DELLE IMPOSTE E DELLE COMPONENTI "A" PER LE DIVERSE TIPOLOGIE CONTRATTUALI**

	2004		2005	
	TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE ^(A) c€/KWh	TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE ^(A) c€/KWh	DIFFERENZA 2005-2004 c€/KWh	VARIAZIONE % 2005-2004
media BT usi domestici	3,84	3,74	- 0,10	-2,60%
BT illuminazione pubblica	1,65	1,63	- 0,02	-1,21%
BT altri usi	3,18	3,10	- 0,08	-2,52%
MT illuminazione pubblica	0,96	0,95	- 0,01	-1,04%
MT altri usi	1,30	1,28	- 0,02	-1,54%
AT	0,41	0,41	-	0,00%

(A) Includere le componenti UC₃ e UC₆.

Riunificazione della proprietà e dell'attività di gestione della rete di trasmissione nazionale

Il processo di riunificazione tra la proprietà e la gestione della rete di trasmissione elettrica nazionale è stato disegnato nell'art. 1-*ter* della legge n. 290/03. Questa norma ha previsto che il Governo definisse, con un apposito decreto, i criteri per procedere alla riunificazione e, successivamente, alla privatizzazione della nuova entità risultante. A garanzia dei principi di concorrenza e di parità di accesso alle infrastrutture nel settore elettrico, la stessa legge ha previsto che a partire dall'1 luglio 2007 le società operanti a monte e a valle della fase di trasmissione, sia nel settore elettrico sia nel settore del gas naturale (e, comunque, le società a controllo pubblico) non possano detenere, direttamente o indirettamente, quote superiori al 20 per cento del capitale delle società di rete.

I criteri, le modalità e le condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale sono stati così definiti con il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004 che, oltre a rafforzare quanto già stabilito dalla legge n. 290/03, ha imposto ulteriori limitazioni alla detenzione di quote proprietarie del nuovo operatore di rete e all'esercizio dei diritti di voto a tali quote legati. In particolare, circa le condizioni per la gestione della nuova società di rete, il decreto ha stabilito che essa dovrà uniformarsi ai principi di neutralità e imparzialità: per questo è stato fissato un limite di possesso azionario pari al 5 per cento (20 per cento per Enel) e un limite, pure del 5 per cento, per gli operatori del settore (quindi anche per Enel) nell'esercizio del diritto di voto per la nomina del Consiglio di amministrazione.

La quota di Enel nella società Terna S.p.A. è prevista comunque in diminuzione entro il limite del 5 per cento, già fissato per tutti gli altri azionisti, con l'ingresso della Cassa depositi e prestiti prima della fusione.

Il decreto prevede quindi che entro il 31 ottobre 2005 siano trasferiti alla società Terna, eventualmente anche attraverso conferimento, le attività, le funzioni, i beni, i rapporti giuridici attivi e passivi (ivi inclusa la titolarità delle convenzioni stipulate con le società che dispongono delle reti di trasmissione per disciplinare gli interventi di manutenzione e di sviluppo della rete e dei dispositivi di interconnessione con altri reti) facenti capo al GRTN, a eccezione delle attività afferenti alla gestione dei diritti e delle obbligazioni associati alla produzione da fonti rinnovabili e assimilate e delle partecipazioni detenute nelle società GME e Acquirente Unico.

Il decreto prevede, inoltre, che il trasferimento avvenga a titolo oneroso; e che, a tal fine, il GRTN e Terna concordino la consistenza dei beni e dei rapporti giuridici, le unità di personale da trasferire, nonché il relativo valore.

Con deliberazione del 31 gennaio 2005, n. 15, l'Autorità, ai fini del processo di

unificazione, ha confermato i criteri di riconoscimento e di copertura dei costi per l'erogazione dei servizi di trasmissione quantificando la quota parte della componente a copertura dei costi operativi del GRTN (la cosiddetta componente CTR-GRTN) afferente alle attività non oggetto di trasferimento ai sensi del decreto citato, sulla base delle informazioni di natura contabile e organizzativa rese disponibili dal GRTN nei mesi di dicembre 2004 e di gennaio 2005. Al fine di costituire un contesto di certezza, con il medesimo provvedimento, l'Autorità ha inoltre stabilito che la medesima adotterà le disposizioni necessarie a garantire la copertura, secondo criteri di efficienza, dei costi connessi con:

- l'adesione ad accordi riguardanti la compensazione dei costi correlati ai transiti di energia elettrica su reti elettriche estere derivanti dagli scambi transfrontalieri di energia elettrica, con riferimento alle partite residuali di competenza 2004, pari a circa 43 milioni di euro, e per l'intero ammontare annuo a partire dagli oneri di competenza 2005;
- la realizzazione del programma per l'adeguamento e l'eventuale miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico come previsto dal decreto legge 29 agosto 2003, n. 239, per le attività di competenza del GRTN.

Nell'ambito del predetto processo di unificazione, il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004 prevede che il GRTN predisponga un documento integrato contenente le regole tecniche, di carattere obiettivo e non discriminatorio, per l'accesso e l'uso della rete elettrica nazionale di trasmissione e delle apparecchiature direttamente connesse, per l'interoperabilità delle reti e per l'erogazione del servizio di dispacciamento, nonché i criteri generali per lo sviluppo e la difesa della sicurezza della rete elettrica nazionale di trasmissione e per gli interventi di manutenzione della medesima rete (il cosiddetto Codice di rete); e che, il Ministero delle attività produttive e l'Autorità verifichino, per quanto di rispettiva competenza, la conformità del Codice di rete alle direttive dai medesimi emanate.

Con deliberazione 30 dicembre 2004, n. 250, a valle di un procedimento di consultazione avviato il 19 novembre 2004, l'Autorità ha emanato direttive al GRTN per l'adozione del predetto Codice di rete.

Con deliberazione n. 79 del 29 aprile 2005, l'Autorità ha approvato il Codice di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica predisposto dal GRTN a condizione che entro il 24 maggio il Codice stesso venga modificato e integrato in base alle osservazioni messe a punto dall'Autorità. La stessa deliberazione prevede una serie di incombenze a cui il GRTN dovrà far seguito entro il 30 novembre 2005.

Razionalizzazione delle reti di distribuzione

Il decreto legislativo n. 79/99 ha dato il via a un processo di graduale razionalizzazione dell'attività di distribuzione sia attraverso l'aggregazione delle imprese distributrici – il decreto ha previsto il rilascio di una sola concessione per ambito comunale – sia attribuendo alle società partecipate dagli enti locali la facoltà di chiedere a Enel la cessione dei rami d'azienda operanti l'attività di distribuzione nel territorio comunale dove le stesse imprese servono almeno il 20 per cento delle utenze oppure in ambiti territoriali contigui con il prerequisite, in questo caso, di servire almeno 100.000 clienti.

Nel periodo 2000-2002 il processo di riorganizzazione dell'attività di distribuzione è stato particolarmente intenso con il trasferimento da Enel alle società partecipate dagli enti locali di più di un milione e mezzo di clienti finali, interessando 27 comuni tra cui Roma, Milano, Torino, Verona e Parma.

Nel successivo biennio 2003-2004 sono state portate a termine ulteriori operazioni di cessione di reti di Enel che hanno coinvolto circa 61 comuni, tra cui Brescia, per un totale di 140.000 utenti. In data 21 dicembre 2004 Enel Distribuzione S.p.A. ha sottoscritto un contratto preliminare per la cessione del ramo d'azienda dell'intera provincia di Trento a SET Distribuzione S.p.A. (trattasi di circa 222.000 clienti e 6.700 km di rete).

Nel periodo 2000-2004 l'attività di distribuzione relativa a 13 comuni è stata ceduta a Enel Distribuzione completamente con un trasferimento di circa 14.100 clienti e parzialmente in 46 comuni con un trasferimento di circa 2.000 clienti.

Misura e tariffe incentivanti

L'Autorità ha da tempo promosso la diffusione di tariffe che prevedano una differenziazione per raggruppamenti orari del prezzo dell'energia elettrica e, conseguentemente, attribuisce grande importanza all'adeguamento tecnologico dei sistemi di misura dell'energia elettrica (contatori).

La diffusione di tariffe con articolazione del prezzo dell'energia elettrica su più raggruppamenti orari:

- consente di trasferire ai clienti finali un segnale di prezzo più aderente ai costi connessi con l'erogazione del servizio elettrico rispetto a un sistema di tariffazione di tipo monorario;
- offre ai clienti finali l'opportunità di ridurre la spesa sostenuta per il consumo di energia elettrica;
- incentiva l'uso razionale da parte dei clienti finali della capacità di generazione di energia elettrica e della capacità di trasporto delle reti di trasmissione.

XIV LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

TAV. 3.23 CESSIONE DI PORZIONI DI RETE DA PARTE DI ENEL DISTRIBUZIONE

IMPRESA ACQUIRENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	N. CLIENTI FINALI	STIPULA DEL CONTRATTO	EFFICACIA DEL CONTRATTO
AC.E.G.A.S. (oggi ACEGAS - APS)	Trieste	1	812	29/03/2000	31/03/2000
AMIAS (oggi AMIAS Servizi)	Selvino (BG)	1	10	23/09/2000	12/12/2000
AMPS	Parma	1	40.669	27/12/2000	01/01/2001
AMSP (oggi AEB Distribuzione)	Seregno (MI)	1	111	29/03/2001	31/03/2001
AEM Tirano	Tirano (SO)	1	20	24/05/2001	01/06/2001
ACEA (oggi ACEA Distribuzione)	Roma	2	710.000	27/06/2001	01/07/2001
AEM Torino	Torino	1	293.000	21/12/2001	31/12/2001
ASSM	Tolentino (MC)	1	25	21/12/2001	01/01/2002
ASPM di Soresina	Soresina (CR)	1	26	28/02/2002	01/03/2002
Azienda San Severino Marche	San Severino Marche (MC)	1	1.224	01/03/2002	01/03/2002
AEM Cremona	Cremona	1	2.286	21/03/2002	01/04/2002
ASM Sondrio	Sondrio	1	40	28/03/2002	01/04/2002
SEM Morbegno	Morbegno (SO)	4	6.464	23/04/2002	01/05/2002
AMI Imola (incorporata in HERA)	Imola (BO)	4	104	28/06/2002	01/07/2002
SIEC Chiavenna	Chiavenna (SO)	2	198	28/06/2002	01/07/2002
AEM Milano	Milano	2	387.625	29/10/2002	01/11/2002
AGSM Verona	Verona	2	91.403	29/11/2002	01/12/2002
A.S.P. Polverigi (oggi ASTEA)	Polverigi (AN)	1	186	19/12/2002	01/01/2003
Idroelettrica Valcanale	Tarvisio (UD)	1	754	19/12/2002	01/01/2003
A.T.EN.A.	Vercelli	1	2.137	20/12/2002	01/01/2003
AMET	Trani (BA)	1	2.182	31/01/2003	01/02/2003
AMG (oggi IRIS)	Gorizia	1	1.617	28/02/2003	01/03/2003
AIM	Vicenza	1	7.929	30/05/2003	01/06/2003
A.M.E.A.	Paliano (FR)	1	244	29/08/2003	01/09/2003
ASM Terni	Terni	1	6.300	29/12/2003	31/12/2003
ASM Brescia (oggi ASMEA)	Brescia	46	100.205	30/12/2003	31/12/2003
ASM Voghera	Voghera (PV)	1	1.671	26/02/2004	01/03/2004
Camuna Energia	Cedegolo (BS)	2	457	27/04/2004	01/05/2004
ASTEA	Recanati (MC)	2	4.084	21/12/2004	31/12/2004
Odoardo Zecca	Ortona (CH)	2	9.000	23/12/2004	31/12/2004
Totale		88	1.670.783		

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Enel Distribuzione.

sione e di distribuzione. Ciò comporta un utilizzo più efficiente del mix di impianti di generazione e un minore rischio di scompensi tra richiesta di potenza e capacità di produzione e di trasporto dell'energia elettrica.

Più in generale, incentivando lo spostamento dei consumi di energia elettrica verso raggruppamenti orari in cui la domanda è inferiore, la diffusione di tariffe biorarie/multiorarie può favorire la riduzione del costo complessivo di erogazione del servizio elettrico.

In tale prospettiva, per quanto riguarda i clienti finali non domestici facenti ancora parte del mercato vincolato, l'Autorità ha previsto fin dall'anno 2002 l'applicazione di una componente tariffaria a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica differenziata su fasce orarie, applicata in funzione della presenza presso i clienti stessi di un contatore in grado di rilevare l'energia elettrica prelevata in ciascuna fascia oraria.

Più recentemente, il Testo integrato approvato con deliberazione dell'Autorità n. 5/04, ha previsto piani di installazione dei suddetti misuratori, con scadenze temporali differenziate a seconda del livello di tensione e della potenza disponibile. Relativamente ai clienti finali del mercato vincolato con contratti per l'utenza domestica in bassa tensione (clienti domestici), l'Autorità ha emanato nel mese di marzo 2005 un Documento per la consultazione con proposte finalizzate:

- a indurre tutte le imprese distributrici a installare presso i propri clienti domestici contatori tecnologicamente avanzati, in grado di rilevare i consumi elettrici su due o più raggruppamenti orari;
- ad assicurare la rapida messa a disposizione ai clienti domestici di strutture tariffarie che premiano lo spostamento dei consumi verso le ore a basso carico, limitando nel contempo (e al limite annullando) il rischio che il mancato spostamento dei consumi si traduca per i medesimi clienti in un aggravio di costo;
- a identificare le informazioni minime circa il profilo di prelievo (ripartizione dei consumi nei vari raggruppamenti orari), che le imprese distributrici devono rendere disponibili ai propri clienti domestici presso i quali sia stato installato un contatore tecnologicamente avanzato.

VENDITA FINALE SUL MERCATO LIBERO

Evoluzione del mercato libero

Con l'entrata in vigore dell'art. 21, comma 1, lettera b), della Direttiva europea 26 giugno 2003 (2003/54/CE), dall'1 luglio 2004 tutti i clienti, eccetto i domestici, hanno la possibilità di accedere al mercato libero dell'elettricità.

Considerando che quanto contenuto in tale norma era incondizionato e sufficientemente dettagliato anche nelle more del recepimento della Direttiva europea, l'Autorità ha ritenuto di adeguare le proprie disposizioni in vigore fino a quel momento in materia di riconoscimento della qualifica di cliente idoneo. Con la delibera 30 giugno 2004, n. 107, l'Autorità ha infatti determinato il venir meno dell'impianto normativo esistente incentrato sulla delibera 13 marzo 2003, n. 20, che definiva le modalità per la verifica dei requisiti d'idoneità, dal momento che dall'1 luglio 2004 la condizione di cliente finale "non civile" è esclusivamente collegata all'attività economica svolta dal soggetto. Per questo tutti i soggetti non domestici sono da considerarsi idonei e quindi liberi di scegliere la controparte contrattuale e di contrattare le condizioni della fornitura, fatti salvi i profili regolati. Al riconoscimento di tale diritto è comunque correlata la facoltà di mantenere la propria collocazione sul mercato vincolato, a meno di non esercitare la facoltà di recesso nei termini disciplinati con delibera 20 ottobre 1999, n. 158. In caso di mancato esercizio di detta facoltà, permane, in capo ai soggetti distributori/venditori, l'obbligo di garantire la fornitura nei termini di cui all'art. 4, del decreto legislativo n. 79/99.

Con la medesima delibera n. 107/04 l'Autorità ha confermato gli obblighi informativi, precedentemente in vigore, per cui gli esercenti il servizio di distribuzione e vendita hanno comunicato, con la prima fatturazione utile, sia l'opportunità per i propri clienti di poter stipulare contratti di acquisto di energia elettrica con un fornitore di propria scelta sia che, nel caso in cui non si intenda esercitare il diritto di recesso, il contratto in essere stipulato sul mercato vincolato rimane valido.

Come si rileva dalla tavola 3.24, l'apertura del mercato a tutti i clienti non domestici ha coinvolto oltre 7 milioni di punti di prelievo, ampliando di circa 25,5 TWh il volume di energia prelevata da clienti idonei; il prelievo medio per cliente è passato così da poco meno di 700.000 kWh a 28.658 kWh, evidenziando la trasformazione del mercato potenzialmente libero successivamente all'1 luglio 2004. Il prelievo medio varia significativamente a livello regionale. In particolare passa dai quasi 48.000 kWh di Lombardia e Friuli Venezia Giulia agli appena 12.000 kWh della Calabria; infatti, Lombardia, Friuli Venezia Giulia, Veneto e Sardegna sono le regioni in cui è maggiore il quantitativo di energia elettrica

TAV. 3.24 MERCATO POTENZIALE

	CLIENTI IDONEI AL 30 GIUGNO 2004		CLIENTI IDONEI AL 31 DICEMBRE 2004	
	NUMERO CLIENTI ^(A)	PRELIEVO – ESCLUSI AUTOCONSUMI (TWh) ^(B)	NUMERO CLIENTI ^(A)	PRELIEVO (TWh) ^(B)
Val d'Aosta	366	0,6	27.571	0,8
Piemonte	13.498	18,6	592.996	19,3
Lombardia	42.220	46,9	1.067.014	51,0
Liguria	4.518	3,9	274.247	4,4
Veneto	31.260	20,6	579.889	23,5
Trentino Alto Adige	5.102	3,6	160.151	4,3
Friuli Venezia Giulia	5.609	6,7	151.948	7,3
Emilia Romagna	49.378	17,7	600.131	19,4
Toscana	15.121	10,8	554.922	14,4
Marche	5.883	4,1	217.874	5,6
Umbria	5.024	5,8	126.250	4,7
Lazio	40.889	11,0	712.675	14,1
Abruzzo	17.865	5,5	170.529	5,0
Molise	583	0,9	45.377	1,2
Campania	16.850	9,5	611.710	10,6
Puglia	7.340	6,2	535.321	8,6
Basilicata	1.205	1,5	83.763	1,8
Calabria	3.029	1,5	251.551	3,0
Sicilia	8.456	8,7	607.729	10,2
Sardegna	4.272	8,1	221.264	8,5
Italia	278.468	192,0	7.592.912^(C)	217,6^(C)

A) Numero di punti di prelievo.

(B) Dati relativi al 2003.

(C) Non è inclusa la rete ferroviaria Italiana (con prelievi pari a 4,4 TWh).

Fonte: Banca dati clienti idonei e dichiarazioni dei gestori delle reti di distribuzione.

prelevato dalla rete per ogni cliente finale.

A fronte di questo irrisorio prelievo per singolo utente finale idoneo, invece, i clienti, che al 31 dicembre 2004 risultavano effettivamente approvvigionarsi sul mercato libero, hanno prelievi di circa 1 GWh, evidenziando come la possibilità della contrattazione bilaterale sia ancora prerogativa dei clienti con consumi maggiori. In assoluto sono Liguria, Calabria e Veneto le regioni in cui i consumatori, che hanno deciso di approvvigionarsi sul mercato libero, fanno rilevare consumi ben al di sotto della media nazionale (meno di 500.000 kWh). Al contrario in regioni come Umbria, Molise, Basilicata e Sardegna, il prelievo medio per singolo cliente passato sul mercato libero risulta essere più del doppio di

quello nazionale (Tav. 3.25).

Alla fine del 2004 i 126.606 punti di prelievo che risultavano approvvigionarsi sul mercato libero hanno complessivamente prelevato un totale di 127,8 TWh, che equivale al 60,4 per cento dei prelievi dei soggetti idonei. Tale percentuale risulta dalla media delle percentuali di mercato effettivamente libero di ogni regione ponderate con i prelievi delle regioni stesse. Se ai 217,6 TWh di energia prelevata dalla rete dai clienti idonei si aggiunge anche quella consumata dalla Rete ferroviaria italiana, la quota di energia fornita sul mercato libero scende di un solo punto percentuale.

Un rapido confronto tra le due tavole consente di rilevare come i quasi 90 TWh di energia fornita a clienti idonei sul mercato vincolato siano prelievi effettuati da utenti molto piccoli con prelievi medi che si aggirano intorno ai 12.000 kWh e che almeno fino al dicembre 2004 hanno preferito continuare ad acquistare energia elettrica presso il distributore locale.

Friuli Venezia Giulia, Sardegna e Umbria risultano essere le regioni in cui in as-

TAV. 3.25 MERCATO LIBERO AL 31 DICEMBRE 2004

	NUMERO CLIENTI ^(A)	PRELIEVO (TWh)	QUOTA % SUL MERCATO POTENZIALE
Val d'Aosta	429	0,5	69,5
Piemonte	7.616	12,3	63,5
Lombardia	22.005	32,7	64,0
Liguria	5.037	2,3	52,6
Veneto	32.608	15,8	67,2
Trentino Alto Adige	3.256	2,4	55,6
Friuli Venezia Giulia	4.462	5,4	74,2
Emilia Romagna	15.397	11,6	59,6
Toscana	7.109	8,0	55,2
Marche	3.303	3,0	53,1
Umbria	1.228	3,3	71,3
Lazio	6.485	6,2	44,3
Abruzzo	1.957	3,1	61,8
Molise	316	0,8	65,0
Campania	3.710	4,4	41,3
Puglia	2.895	3,8	44,9
Basilicata	507	1,1	60,0
Calabria	1.884	0,9	29,8
Sicilia	4.037	4,2	40,9
Sardegna	2.365	6,1	72,3
Italia	126.606	127,8	60,4

(A) Numero di punti di prelievo.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dichiarazioni dei gestori delle reti di distribuzione.

soluta la quota di energia fornita sul mercato libero è più elevata (rispettivamente 74 per cento, 72 per cento e 71 per cento); ciò nonostante esse pesano solo per l'11,5 per cento sulle quantità vendute complessivamente. Per contro, Lombardia e Veneto concorrono da sole a determinare il 38 per cento dell'intero mercato libero. Le quantità vendute sul mercato libero in Molise, Calabria e Basilicata pesano singolarmente meno di un punto percentuale sul totale nazionale.

Opzioni di approvvigionamento del mercato libero: importazioni e CIP6

Negli scorsi anni la disponibilità di energia elettrica ritirata dal GRTN da impianti CIP6 e l'allocazione dei diritti relativi alla capacità di importazione avevano rappresentato, per i clienti idonei, una fonte di approvvigionamento che permetteva la differenziazione dell'offerta di energia elettrica in attesa dell'apertura della borsa e di un mercato maggiormente concorrenziale sul lato dell'offerta.

Quest'anno, pur permanendo elementi di continuità con la normativa del 2004, sia le assegnazioni di energia CIP6 sia la regolazione delle importazioni, più che a una differenziazione dell'offerta, mirano all'introduzione, attraverso l'elaborazione di strumenti finanziari, di meccanismi in grado di ridurre, per gli utenti del settore elettrico, i rischi di volatilità del prezzo di approvvigionamento che si forma in borsa. Si tratta dei contratti per differenza introdotti nella vendita dell'energia CIP6 e delle assegnazioni di copertura del rischio connesse con la regolazione delle importazioni per l'anno 2005.

Assegnazioni CIP6

Nel 2004, il GRTN, seguendo le indicazioni del decreto del Ministero delle attività produttive 29 gennaio 2004, aveva identificato per il mercato libero 3.520 MW annuali di potenza CIP6 e 200 MW di potenza assegnabile trimestralmente; all'Acquirente Unico, e dunque al mercato vincolato, venivano riservati 880 MW di potenza annuale nonché le quote residue di generazione CIP6, ovvero le quote di generazione in CIP6 per le quali non era prevedibile garantire un'immissione costante per tutto il 2004.

Nella tavola 3.26 si riportano i totali delle assegnazioni CIP6 suddivisi tra mercato idoneo e vincolato. La marcata differenza tra la potenza disponibile nel 2004 rispetto al 2005 è motivata dalle modalità di cessione dell'energia, esposte in seguito, e non dall'incremento della generazione in CIP6.

Diversamente da quanto previsto per il 2003, quando la capacità in CIP6 era stata allocata con procedura d'asta, per il 2004 le modalità di assegnazione prevedevano un criterio pro-quota, in base al quale ai clienti finali idonei che ne avessero fatta richiesta, venivano attribuite bande di ampiezza fissa di 1 MW per un profilo costante su base annuale o trimestrale. In caso di richieste supe-

TAV. 3.26 ASSEGNAZIONE CAPACITÀ CIP6 2004-2005

MW

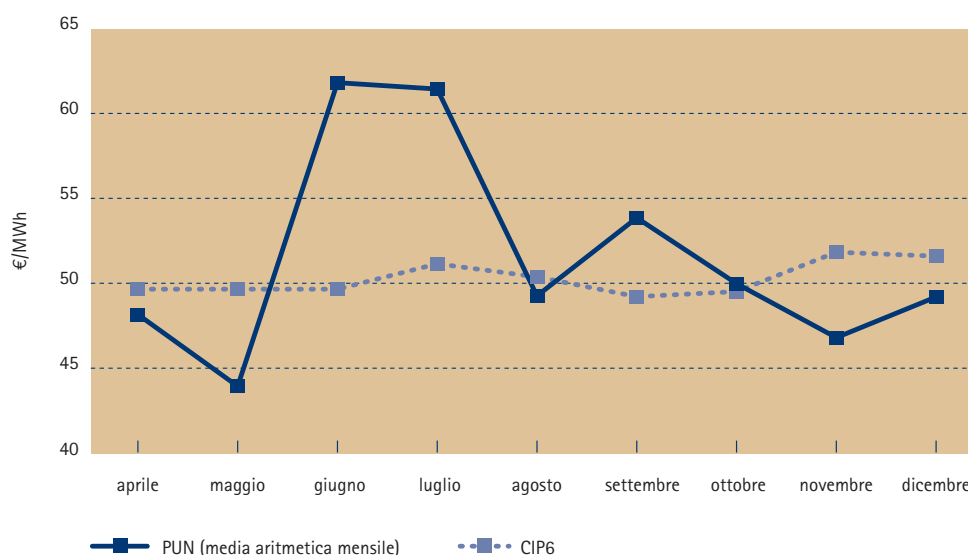
	2004	2005
Capacità totale disponibile	4.600	5.800
Destinata ai clienti idonei	3.720	3.480
Di cui su base annuale	3.520	3.480
Di cui su base trimestrale	200	
Destinata all'Acquirente Unico	880	2.320

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRN.

riori alla disponibilità di energia CIP6 si provvedeva a una riduzione proporzionale per tutti i richiedenti.

Il prezzo di assegnazione del 2004 era definito dalla somma di una componente fissa stabilita in 25 €/MWh e di una componente variabile pari al 67,9 per cento del valore del Ct sino all'1 luglio 2004, e successivamente indicizzata sia al parametro Ct sia al prezzo medio di borsa.

Un'ulteriore novità rispetto al 2003 consisteva nell'adozione del medesimo criterio di definizione del prezzo di assegnazione per il mercato idoneo e per il mercato vincolato.

FIG. 3.10 CONFRONTO TRA PUN E PREZZO MEDIO DI ACQUISTO DI ENERGIA CIP6 NEL 2004
€/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRN e GME.

Il prezzo medio di acquisto dell'energia CIP6 per l'anno 2004 da parte dei clienti idonei è stato pari a 50,77 €/MWh confrontabile con i 51,61 €/MWh corrispondenti alla media aritmetica del PUN; la figura 3.10 riporta l'andamento del costo di approvvigionamento per gli assegnatari delle bande in CIP6 nel periodo aprile-dicembre 2004 rispetto al costo che avrebbero dovuto sostenere se si fossero approvvigionati in borsa elettrica.

Per la capacità CIP6 relativa al 2005, il decreto del Ministero delle attività produttive 24 dicembre 2004 ha confermato il criterio di assegnazione pro-quota per le bande mentre ha introdotto un'importante innovazione rispetto alle modalità di pagamento dell'energia elettrica corrisposta.

In sostanza il decreto ha stabilito un prezzo fisso valido per tutto l'anno 2005 che gli assegnatari delle bande si devono impegnare a riconoscere al GRTN. Il prezzo è costante per tutte le ore dell'anno e le partite economiche tra clienti idonei e il GRTN sono definite dalla sottoscrizione di un contratto per differenze.

I clienti idonei titolari delle bande CIP6 pertanto si approvvigioneranno direttamente sul mercato elettrico per i quantitativi conseguiti a seguito dell'assegnazione.

Per le ore in cui il prezzo di borsa si dovesse rilevare superiore ai 50 €/MWh il GRTN corrisponderà la differenza tra questo prezzo e il prezzo orario registrato sul mercato elettrico; viceversa, nell'evento di prezzi di borsa inferiori ai 50 €/MWh, gli assegnatari riconosceranno al GRTN la differenza tra il prezzo di borsa e il prezzo che si sono impegnati a pagare.

Questa modalità di cessione dell'energia CIP6 legata da un contratto di natura finanziaria permette di scollegare le quote assegnabili in CIP6 da quelle effettivamente a disposizione in ciascuna ora dell'anno sulla base delle immissioni degli impianti in convenzione.

Come riportato nella tavola 3.26, infatti, è stato possibile per il 2005 identificare da subito una disponibilità di 5.800 MW su base annuale, corrispondente a una cessione di 50.800 GWh, mentre per il 2004 la potenza disponibile per l'assegnazione pro-quota risultava di 4.600 MW pari a una generazione di circa 40.300 GWh; più o meno 16.000 GWh, equivalenti a una potenza costante di circa 1.800 MW, corrispondevano ad assegnazioni residue destinate all'Acquirente Unico.

Import

L'entrata in vigore del regolamento 1228/2003/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 hanno innovato profondamente il quadro di riferimento in materia di scambi interfrontalieri di energia elettrica.

Come noto il regolamento prescrive che gli Stati membri adottino meccanismi di mercato per la soluzione delle congestioni sulle reti di interconnessione. La sua applicazione, che in sostanza prevede il ricorso a meccanismi di asta per assegnare la capacità di interconnessione disponibile, è motivata dall'intento di rafforzare il processo di integrazione dei mercati europei attraverso una gestio-

ne efficiente delle congestioni in grado di fornire segnali e incentivi agli investimenti in nuova capacità di interconnessione. Ancora nel 2004 la capacità di interconnessione veniva assegnata con criterio pro-quota agli operatori con determinate caratteristiche di prelievo.

Il decreto del Ministero delle attività produttive del 17 dicembre 2004 ha disposto che l'assegnazione delle capacità di trasporto sulla rete di interconnessione sia effettuata mediante un metodo di asta implicita sulla base di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica, ovvero ha equiparato le importazioni alle zone in cui è suddiviso il mercato elettrico italiano. Il decreto, inoltre, ha definito le modalità e le condizioni dell'*import* per l'anno 2005 identificando le quantità totali destinate ai diversi soggetti, e prescrivendo all'Autorità di adottare le disposizioni necessarie a introdurre nel processo di assegnazione della capacità di interconnessione le caratteristiche di mercato imposte dal regolamento europeo.

In conformità al decreto 17 dicembre 2004 e al termine di un lavoro di consultazione con gli operatori, avviato con il Documento per la consultazione del 6 agosto 2004, la delibera n. 223/04 ha identificato le disposizioni per l'anno 2005 in materia di gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione e ha raccomandato, contestualmente all'applicazione del metodo di asta implicita, di accompagnare tale meccanismo di mercato con l'introduzione di coperture finanziarie da distribuire ai clienti finali.

La delibera n. 224/04 ha previsto che il GRTN assegni, con criterio pro-quota e a titolo gratuito, un numero di certificati di copertura finanziaria per un totale corrispondente alla capacità di importazione disponibile.

Al titolare dei certificati, ovvero al cliente finale idoneo, si è quindi riconosciuto il diritto ad avere rimborsata l'eventuale differenza di prezzo dell'energia elettrica tra la zona d'importazione e l'adiacente zona del mercato italiano, ovvero il diritto a essere esonerato dal pagamento degli eventuali oneri derivanti dalle congestioni.

Con questo meccanismo di copertura finanziaria garantita ai clienti idonei con criterio pro-quota si è perseguito il duplice obiettivo di diminuire il rischio associato ai differenziali di prezzo tra le zone del mercato elettrico italiano e le adiacenti zone estere e di permettere, grazie all'assegnazione gratuita dei certificati, che sia il cliente idoneo assegnatario a beneficiare di tali differenziali.

Con avviso del 27 dicembre 2004 il GRTN ha reso noto il quantitativo di coperture del rischio associate alla capacità di trasporto di riferimento nonché i relativi coefficienti di correzione per i diversi periodi dell'anno.

La disomogeneità degli approcci adottati tra i diversi gestori di reti interessati all'interconnessione con l'Italia costituisce un elemento di criticità.

La diversità di regolazione riscontrata sia nei paesi oggetto del regolamento

1228/2003/CE sia nei paesi non appartenenti all'Unione, rischia di determinare da una parte una inefficace ottimizzazione nell'assegnazione della capacità di trasporto con conseguente mancato sfruttamento della capacità disponibile, dall'altra la formazione di prezzi distorti ai fini della valorizzazione della capacità di trasporto medesima. Infine, potrebbe far sorgere problematiche nella gestione della sicurezza della rete di interconnessione.

Nella tavola seguente vengono riportati i principali elementi caratterizzanti la gestione delle congestioni per l'importazione in Italia effettuata dai paesi confinanti per l'anno 2005.

Infine, nel grafico della figura 3.11 vengono riportati i valori medi, minimi e massimi dei prezzi di assegnazione della capacità di interconnessione in base al meccanismo di asta esplicita relativamente alla capacità assegnata al gestore di rete francese.

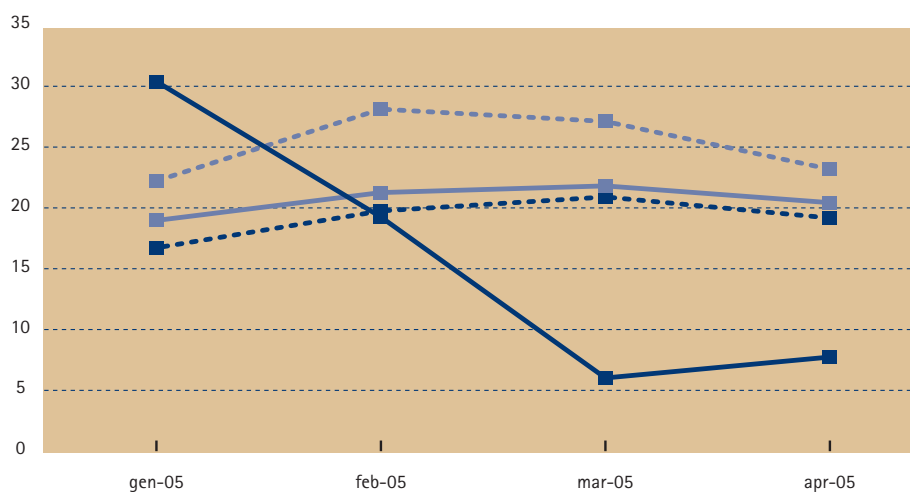
Ai valori riscontrati nei primi mesi del 2005, viene affiancata la differenza tra il prezzo registrato nella zona nord del mercato elettrico italiano e il prezzo della borsa francese. A fronte di un'elevata volatilità nelle differenze tra i prezzi di borsa in Italia e Francia, i risultati delle aste appaiono relativamente stabili e sembrano potere fornire un valore maggiormente indicativo circa il differenziale di prezzo su base annuale.

TAV. 3.27 **DIVERSI APPROCCI NELLA GESTIONE DELLA CONGESTIONE NEI PAESI CONFINANTI**

STATO	REGOLAMENTO	METODO PREVISTO	APPLICAZIONE
Francia	Sì	Asta esplicita (<i>pay as bid</i>)	Aste mensili
Svizzera	NO	Assegnazione esplicita sulla base di accordi tra le imprese elettriche svizzere integrate	
Austria	Sì	Asta esplicita al netto dei contratti pre-assegnati	Nessuna asta effettuata in quanto la capacità di trasporto è risultata totalmente impegnata in precedenti contratti
Slovenia	NO	Assegnazione esplicita in via riservata a categorie indicate per legge	Di fatto l'assegnazione è riservata a imprese di produzione in Slovenia
Grecia	Sì	Asta esplicita	Accesso riservato per legge a imprese di produzione situate in Grecia

FIG. 3.11 ANDAMENTO DELLE ASTE PER LA CAPACITÀ DI INTERCONNESSIONE FRANCIA-ITALIA E CONFRONTO CON I PREZZI DEL NORD ITALIA

€/MWh



	gen-05	feb-05	mar-05	apr-05
■ Differenza Nord-Francia	30,39	19,25	6,02	7,74
■ Prezzo medio aste	18,97	21,26	21,81	20,43
■ Prezzo minimo	16,72	19,75	20,90	19,17
■ Prezzo massimo	22,22	28,12	27,11	23,18

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Rte.

VENDITA FINALE SUL MERCATO VINCOLATO

Approvvigionamento dell'Acquirente Unico

L'entrata in operatività del sistema delle offerte e del dispacciamento di merito economico, avvenuta il 1° aprile 2004, ha profondamente modificato le modalità di approvvigionamento di energia elettrica. È in tale contesto che il decreto del Ministro delle attività produttive del 19 dicembre 2003 ha assegnato all'Acquirente Unico la titolarità della funzione di garante della fornitura ai clienti del mercato vincolato, precedentemente espletata da Enel. L'Acquirente Unico è pertanto incaricato di approvvigionarsi dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, minimizzando i costi e i rischi di approvvigionamento. A tal fine è previsto che esso possa ricorrere a diverse modalità di approvvigionamento.

La tavola 3.28 riporta i volumi di energia elettrica acquistata dall'Acquirente Unico nel periodo aprile-dicembre 2004. Dalla tavola è possibile constatare co-

me, per i propri approvvigionamenti, l'Acquirente Unico abbia sottoscritto contratti al di fuori del sistema delle offerte (CIP6, importazioni e altri contratti bilaterali) e contratti differenziali per un totale appena superiore all'80 per cento del suo fabbisogno, mentre per il restante 20 per cento dei suoi acquisti si sia approvvigionato nella borsa elettrica, attraverso il servizio dello scambio.

Nella tavola 3.29 sono riportate le quote del portafoglio dell'Acquirente Unico non soggette al rischio prezzo connesso con la volatilità dei prezzi di borsa. Circa il 50 per cento delle coperture dell'Acquirente Unico è rappresentato da contratti bilaterali fisici (14 per cento CIP6, 12 per cento *import* e 24 per cento altri contratti bi-

TAV. 3.28 APPROVVIGIONAMENTO DELL'ACQUIRENTE UNICO NEL PERIODO APRILE-DICEMBRE 2004

GWh

	F1	F2	F3	F4	TOTALE
Acquisti di energia elettrica al di fuori del sistema delle offerte di cui:	4.547	12.417	8.489	37.771	63.225
CIP6	1.366	3.639	2.422	9.828	17.255
Import annuali	1.009	2.946	2.085	9.587	15.627
Bilaterali	2.172	5.832	3.983	18.355	30.343
Servizio di scambio MGP di cui:	7.211	17.670	10.732	26.968	62.581
contratti differenziali	4.868	11.812	6.190	15.486	38.356
Totale	11.758	30.087	19.221	64.739	125.806

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

TAV. 3.29 PORTAFOGLIO DELL'ACQUIRENTE UNICO NEL PERIODO APRILE-DICEMBRE 2004

Composizione percentuale

	INCIDENZA DELLE FONTI DI APPROVVIGIONAMENTO NON SOGGETTE AL RISCHIO PREZZO SUL TOTALE DEL FABBISOGNO - APRILE-DICEMBRE 2004				
	F1	F2	F3	F4	TOTALE
CIP6	12	12	13	15	14
Importazioni	9	10	11	15	12
Altri contratti bilaterali	18	19	21	28	24
Differenziali	41	39	32	24	30
Totale	80	81	76	82	81

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.