

laterali) contro una quota pari al 30 per cento ricoperta da contratti differenziali. Con riferimento al 2005 il peso previsto per ciascuna fonte di approvvigionamento rispetto al totale del fabbisogno dell'Acquirente Unico si attesta su valori simili a quelli del 2004 per quanto riguarda il CIP6 e le importazioni, ma cambia sensibilmente per i contratti bilaterali. Rispetto al 2004, infatti, la quota di coperture da contratti conclusi al di fuori del sistema delle offerte dovrebbe ridursi al 27 per cento del totale del fabbisogno, contro il 50 per cento del 2004. Tale diminuzione è da imputarsi all'assenza di contratti bilaterali fisici all'interno del portafoglio di approvvigionamento.

Per quanto attiene ai contratti differenziali, l'Acquirente Unico ha realizzato nel mese di dicembre 2004 e nel mese di gennaio 2005 aste discriminatorie al ribasso rispetto al prezzo iniziale fissato dal banditore per l'acquisto di coperture. Le aste hanno avuto per oggetto sei prodotti per un totale di 17.725 megawatt. Questi prodotti sono contratti differenziali a "una via" con un prezzo *strike* (€/MWh) e un premio (€/MW/anno) differenziati per ciascun prodotto. È utile precisare che i contratti differenziali a "una via" sono economicamente equivalenti a opzioni esercitate dall'Acquirente Unico tutte le volte in cui il PUN è superiore al prezzo *strike* previsto nel contratto.

La quota di portafoglio coperta con contratti, cioè la quantità per cui il contratto differenziale viene esercitato, dipende dai prezzi di borsa effettivi. Per i mesi di gennaio, febbraio e marzo tale quota è risultata di poco superiore al 45,3 per cento del totale del fabbisogno.

La tavola 3.30 riporta la stima dei volumi di approvvigionamento e le relative modalità di valorizzazione per il 2005.

Per quanto riguarda le modalità di valorizzazione, le differenze rispetto all'anno 2004 sono da ricercarsi principalmente nelle diverse modalità di fissazione dei corrispettivi relativi ai contratti differenziali. Nel 2004 i contratti differenziali erano di tipo a "due vie", ovvero impegnavano la controparte a riconoscere (ricevere) ad (da) Acquirente Unico, la differenza, se positiva (negativa), tra il prezzo di mercato e il prezzo *strike* di riferimento moltiplicata per la quantità prevista dal contratto. I contratti differenziali a "una via", invece, come già ricordato, sono economicamente equivalenti a opzioni esercitate dall'Acquirente Unico tutte le volte in cui il PUN è superiore al prezzo *strike* previsto nel contratto e, quindi, impegnano la controparte a versare all'Acquirente Unico un corrispettivo pari a tale differenza per la quantità aggiudicata nel contratto a fronte di premio di importo certo.

TAV. 3.30 APPROVVIGIONAMENTO DELL'ACQUIRENTE UNICO PREVISTO PER IL 2005

FONTE	DESCRIZIONE QUANTITÀ	STIMA QUANTITÀ PER IL 2005 (GWh)	% SUL TOTALE DEL FABBISOGNO DELL'ACQUIRENTE UNICO	PREZZO
Bandi CIP6	È previsto che l'Acquirente Unico disponga del 40% delle bande CIP6 assegnate	20.323	12,8	50 €/MWh
Importazioni annuali	È previsto che l'Acquirente Unico disponga di diritti di utilizzo di capacità di trasporto per l'importazione per una quota non inferiore al 26% del totale della capacità di importazione	4.226	2,7	Definito nell'ambito del contratto
Importazioni pluriennali	2.000 MW	15.027	9,5	PG
Altre importazioni	Extramaglia (utenze italiane attaccate a reti estere) e contratto con Edf	2.480	1,6	Prezzo contrattato
Contratti bilaterali	-	-	-	-
Decreto legislativo n. 387/03	È l'energia elettrica acquistata da Acquirente Unico dai gestori di rete ai sensi del decreto legislativo n. 387/03	3.193	2,0	Prezzo di cessione dell'Acquirente Unico alle imprese distributrici
Borsa elettrica al netto degli acquisti CIP6 (MGP)	La quota rimanente per soddisfare la domanda del mercato vincolato	113.083	71,4	
di cui: acquisti senza copertura		33.299	21,0	Prezzo unico nazionale
di cui: acquisti coperti da contratti differenziali	16.725 MW per il mese di gennaio, 17.725 MW da febbraio	79.784	50,4	Asta discriminatoria al ribasso rispetto al prezzo a base d'asta con prezzi <i>strike</i> fissi o indicizzati a seconda dei contratti
	Totale fabbisogno	158.333	100,0	

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico aggiornati al 5 maggio 2005.

Trasferimento dei costi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico sui clienti finali

Prima della partenza della borsa, ossia fino a tutto il mese di marzo 2004, i corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento a carico dei clienti del mercato vincolato venivano determinati sulla base del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso (PG), stabilito in via amministrata dall'Autorità. Esso era articolato in una componente a copertura dei costi fissi, determinata *ex ante* a livello annuale sulla base dei costi fissi di generazione a livello naziona-

le, e in una componente a copertura dei costi variabili (il cosiddetto parametro Ct, definito come il costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali), aggiornata trimestralmente sulla base di un meccanismo predeterminato. A partire dal mese di aprile 2004, i costi sostenuti dall'Acquirente Unico per l'acquisto dell'energia elettrica e quale utente del dispacciamento vengono trasferiti ai clienti finali vincolati tramite le tariffe amministrate applicate dalle imprese distributrici e aggiornate trimestralmente dall'Autorità. In merito, nel corso del 2004, l'Autorità ha precisato e reso pubbliche le metodologie con le quali procede all'aggiornamento delle tariffe di vendita per i clienti del mercato vincolato. Le soluzioni adottate persegono tre principali finalità:

- la copertura dei costi sostenuti dai distributori per l'acquisto dall'Acquirente Unico dell'energia elettrica destinata ai propri clienti del mercato vincolato;
- la definizione di una tariffa che dia un corretto segnale di costo ai clienti finali relativamente al proprio comportamento sui consumi, in particolare a quelli di dimensioni medio/grandi caratterizzati da una maggiore elasticità della domanda al prezzo;
- il contenimento dell'impatto della volatilità dei costi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico sui corrispettivi di vendita per i clienti finali, in particolare con riferimento ai clienti di piccole dimensioni.

In termini applicativi, a partire dal mese di aprile 2004, i corrispettivi tariffari a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento sono determinati dall'Autorità con l'obiettivo di coprire i costi sostenuti dalle imprese distributrici per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai propri clienti del mercato vincolato. Il prezzo pagato dalle imprese distributrici per l'approvvigionamento dell'energia elettrica corrisponde al prezzo di cessione che, a sua volta, riflette i costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente Unico. Conseguentemente, ai fini della determinazione dei corrispettivi tariffari a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento l'Autorità fa riferimento al livello dei prezzi di cessione dell'energia elettrica dall'Acquirente Unico alle imprese distributrici.

All'inizio di ciascun trimestre, l'Autorità fissa il valore degli elementi della tariffa di vendita per i clienti vincolati a copertura rispettivamente dei costi di acquisto dell'energia elettrica (elemento PC) e del servizio di dispacciamento (elemento OD), sulla base delle previsioni di costo del portafoglio dell'Acquirente Unico e delle previsioni del GRTN.

Le modalità di calcolo degli elementi PC e OD sono diverse tra tariffe monorarie (tendenzialmente le tariffe applicate alla clientela domestica e ai piccoli consu-

matori in bassa tensione) e tariffe multiorarie (le tariffe applicate principalmente ai clienti vincolati in media e alta tensione).

Gli elementi PC e OD per i clienti con tariffa monoraria rappresentano una stima della media annua (con riferimento all'anno solare a cui appartiene il trimestre oggetto di aggiornamento) rispettivamente del costo di acquisto dell'energia elettrica e del costo di dispacciamento attribuibile a ciascuna tipologia di clientela tenuto conto del livello di tensione e del proprio profilo di prelievo. Tale modalità di calcolo, coerentemente con gli obiettivi sopra descritti, consente di contenere l'impatto della volatilità dei costi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico sulla tariffa finale.

Nel caso dei clienti con tariffa multioraria, invece, gli elementi PC e OD sono calcolati come media trimestrale (con riferimento al trimestre oggetto di aggiornamento) rispettivamente del costo di acquisto dell'energia elettrica e del costo di dispacciamento e si differenziano solamente per livello di tensione in ragione del diverso livello di perdite associato. Ne consegue che gli elementi PC e OD multiorari risultano maggiormente volatili ma, nel contempo, più coerenti con l'articolazione temporale dei costi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico.

Poiché, come descritto, l'Autorità, in ciascun trimestre, fissa i valori degli elementi PC e OD sulla base di dati previsionali dei costi che l'Acquirente Unico sosterrà per l'acquisto dell'energia elettrica e per il dispacciamento (relativamente ai tre mesi successivi per le multiorarie, e ai mesi mancanti alla fine dell'anno solare per le monorarie), detti valori possono risultare non perfettamente in linea con i costi a consuntivo effettivamente sostenuti. Tale situazione comporta l'emergere di un'esigenza di recupero in tariffa degli eventuali scostamenti tra previsione dell'Autorità e consuntivo dei costi dell'Acquirente Unico, per garantire l'equilibrio economico delle imprese distributrici. In termini applicativi, in ciascun trimestre l'Autorità, oltre ad aggiustare le proprie previsioni sul futuro, procede a verificare l'emergere di significativi scostamenti tra previsioni e dati a consuntivo dei costi impliciti nei livelli tariffari fissati dall'Autorità nei trimestri precedenti e a rettificare il valore degli elementi PC e OD per compensare tali scostamenti.

Il sistema illustrato è completato da uno specifico meccanismo di perequazione (finanziato dalla componente tariffaria UC₁) che, su base annuale, garantisce alle imprese distributrici che il costo di approvvigionamento dei clienti del mercato vincolato sia "passante". Più precisamente tale meccanismo assicura il perfetto equilibrio tra i costi sostenuti per pagare l'Acquirente Unico in relazione all'energia da questi fornita e destinata ai clienti vincolati e i ricavi che il distributore ha ottenuto dall'applicazione delle tariffe amministrate fissate dall'Autorità ai medesimi clienti vincolati.

La tavola 3.31 riporta i costi totali e medi di acquisto e di dispacciamento e il prezzo medio di cessione per il periodo aprile-dicembre 2004. Quest'ultimo è

TAV. 3.31 COSTI DI ACQUISTO E DI DISPACCIAMENTO A CARICO DELL'ACQUIRENTI UNICO NEL PERIODO APRILE-DICEMBRE 2004

	F1	F2	F3	F4	TOTALE
<i>Costi di acquisto energia elettrica (Mln €)</i>					
MGP	849,119	1.230,075	656,326	1.168,400	3.903,920
al di fuori del sistema delle offerte	464,784	781,795	473,200	1.463,145	3.182,924
contratti per differenza	16,341	14,269	0,446	0,888	31,944
altri corrispettivi(A)	-0,743	-15,530	-12,324	-22,887	-51,484
Totale costi di acquisto	1.329,501	2.010,610	1.117,648	2.609,546	7.067,304
Quota del prezzo di cessione a copertura dei costi di acquisto (c€/kWh)	11,32	6,69	5,82	4,04	5,62
<i>Costi di dispacciamento (Mln €)</i>					
Elemento OD ^(B)	35,07	82,74	52,02	175,60	345,42
Elemento CD ^(C)	46,81	47,11	16,22	-	110,14
Elemento INT ^(D)	84,60	87,09	30,20	-	201,89
Elemento DP ^(E)	1,18	3,01	1,92	6,47	12,58
Totali costi di dispacciamento	167,65	219,94	100,36	182,07	670,03
Quota del prezzo di cessione a copertura dei costi di dispacciamento (c€/kWh)	1,43	0,73	0,52	0,28	0,53
Totale prezzo di cessione (c€/kWh)	12,74	7,42	6,34	4,32	6,16

- A) Si tratta dei corrispettivi per l'assegnazione dei diritti d'utilizzo della capacità di trasporto (deliberazione n. 48/04, Allegato A, art. 42), della componente di riduzione del prezzo di cessione (deliberazione n. 171/04, art. 5) e dei corrispettivi di non arbitraggio (deliberazioni n. 48/04 e n. 122/04).
 (B) L'elemento OD copre gli oneri di dispacciamento.
 (C) L'elemento CD copre la remunerazione della capacità produttiva.
 (D) L'elemento INT copre la remunerazione del servizio di interrompibilità.
 (E) L'elemento DP copre gli oneri del GRTN per la riconciliazione dell'energia elettrica oggetto di fornitura per il mercato vincolato nel 2001.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

stato pari a 61,16 €/MWh di cui 56,2 € sono da attribuire alla quota parte dei costi di acquisto e i restanti 5,3 €/MWh ai costi di dispacciamento.

Per quanto riguarda il corrispettivo riconosciuto all'Acquirente Unico per il proprio funzionamento nel 2004, la deliberazione del 29 settembre 2004, n. 171, ha stabilito che il medesimo Acquirente Unico trattenesse una quota pari a 8,2 milioni di euro dal margine generato dalla compravendita di energia CIP6 nel corso del primo trimestre 2004 (pari a 84,7 milioni di euro). La restante parte del citato margine è stata portata a riduzione della quota parte del prezzo di cessione a copertura dei costi di acquisto.

PREZZI E TARIFFE DELL'ENERGIA ELETTRICA

Energia elettrica e inflazione Nonostante un andamento delle quotazioni internazionali dei prodotti petrolieri in sostanziale continua ascesa dalla primavera 2003, negli ultimi due anni la dinamica della tariffa elettrica è rimasta molto contenuta.

L'indice di prezzo dell'energia elettrica, rilevato dall'Istituto nazionale di statistica, nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), ha mantenuto, infatti, un andamento decrescente per un intero anno (compreso tra luglio 2003 e giugno 2004), per poi registrare in luglio e in ottobre 2004 due aumenti relativamente modesti.

Più in dettaglio, con l'ausilio della tavola 3.32, è possibile osservare come nell'aprile 2003 la crescita dell'indice di prezzo ha raggiunto un punto di massimo relativo pari al 5,7 per cento sull'anno precedente, ma ha preso poi a rallentare nei mesi successivi fino ad annullarsi nel corso dell'ultimo trimestre del 2003. In ragione d'anno l'aumento è stato del 2,8 per cento, leggermente superiore al tasso di inflazione: in termini reali, quindi, il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie è aumentato di un modesto 0,3 per cento.

Il calo è proseguito sino all'estate del 2004; negli ultimi due trimestri dell'anno, invece, il proseguire del rafforzamento delle tensioni sui mercati internazionali

TAV. 3.32 INDICI MENSILI ISTAT DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA

Numeri indice 1995=100 e variazioni percentuali

MESI	2003				2004			
	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2003-2002	PREZZO REALE ^(A)	VAR. % 2003-2002	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2004-2003	PREZZO REALE ^(A)	VAR. % 2004-2003
Gennaio	103,3	5,3	85,7	2,4	101,2	-2,0	82,1	-4,1
Febbraio	103,3	5,3	85,5	2,8	101,2	-2,0	81,9	-4,3
Marzo	103,3	5,4	85,2	2,6	101,2	-2,0	81,8	-4,0
Aprile	103,6	5,7	85,3	3,1	98,6	-4,8	79,5	-6,8
Maggio	103,6	4,6	85,1	2,1	97,8	-5,6	78,6	-7,6
Giugno	103,6	4,6	85,1	2,0	97,8	-5,6	78,5	-7,7
Luglio	102,6	1,3	84,1	-1,3	98,7	-3,8	79,1	-5,9
Agosto	102,6	1,3	83,9	-1,4	98,7	-3,8	79,0	-5,9
Settembre	102,6	1,3	83,8	-1,4	98,7	-3,8	79,0	-5,7
Ottobre	101,2	-0,1	82,5	-2,5	99,7	-1,5	79,8	-3,4
Novembre	101,2	-0,1	82,3	-2,5	99,7	-1,5	79,7	-3,2
Dicembre	101,2	-0,1	82,3	-2,5	99,7	-1,5	79,6	-3,2
Media annua	102,7	2,8	84,2	0,3	99,4	-3,2	79,9	-5,2

(A) Rapporto percentuale tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale (esclusi i tabacchi).

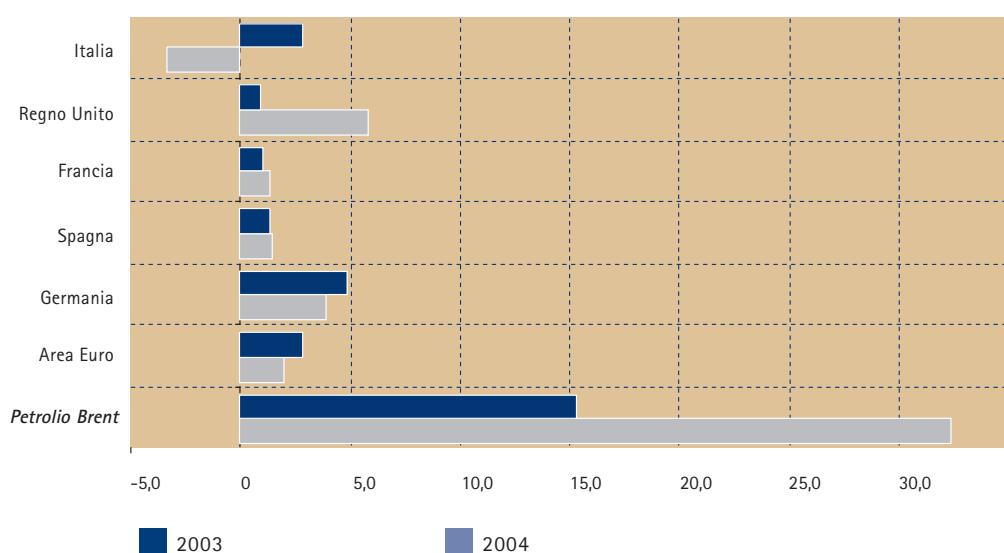
Fonte: Elaborazioni su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – indici nazionali.

dei combustibili ha dato origine a due aumenti consecutivi dell'indice (rispettivamente dello 0,9 e dell'1 per cento), che non sono tuttavia riusciti a invertire il segno della dinamica tendenziale. Il 2004 si è dunque chiuso con un tasso d'inflazione per l'elettricità che, in ragione d'anno, si è ridotta del 3,2 per cento; poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è cresciuto del 2,1 per cento, il prezzo dell'energia elettrica risulta diminuito in termini reali di oltre cinque punti percentuali. Nel 2004, dunque, l'energia ha contribuito a contenere il tasso d'inflazione di quasi mezzo punto percentuale.

Interessante è anche osservare, per lo stesso periodo, l'andamento del prezzo dell'energia elettrica italiana nel confronto con i principali paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti da Eurostat (Fig. 3.12).

FIG. 3.12 VARIAZIONI DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA NEI PRINCIPALI PAESI EUROPEI

Variazioni percentuali sull'anno precedente



Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

A fronte di una variazione del prezzo del petrolio Brent superiore al 30 per cento nel 2004 (riprodotta per memoria nel grafico), si nota come l'Italia sia l'unico paese in cui il prezzo dell'energia elettrica ha registrato una riduzione, mentre in tutte le altre nazioni si sono registrate variazioni positive. Gli aumenti più marcati si sono registrati in Germania (4 per cento) e nel Regno Unito (5,9 per cento), vale a dire nei due paesi in cui più elevata è la quota di generazione termoelettrica, mentre rincari più contenuti, nell'ordine dell'1,5 per cento, si sono avuti in Francia e Spagna, dove maggiore è la quota di energia elettrica prodotta con fonti non legate al petrolio (nucleare nel caso della Francia e idroelettrica nel caso della Spagna).

Tariffa elettrica media nazionale L'andamento dell'indice Istat dei prezzi al consumo per la voce energia elettrica trova conferma nel movimento della tariffa media nazionale al netto delle imposte calcolata dall'Autorità. Dopo avere raggiunto il livello di 10,60 c€/kWh nel secondo trimestre del 2003 la tariffa media nazionale ha seguito un *trend* decrescente raggiungendo il valore minimo di 10,04 c€/kWh in corrispondenza del secondo trimestre 2004. Nel trimestre successivo si è verificata un'inversione di tendenza, alimentata dalla ripresa delle quotazioni internazionali dei combustibili, che ha spinto il tasso tendenziale di crescita dallo zero dell'ultimo trimestre 2004 al 6,3 per cento del secondo trimestre 2005. Ad aprile 2005 la tariffa, al netto del carico fiscale, risultava pertanto pari a 10,67 c€/kWh. Il grafico della figura 3.14 evidenzia come sia il nuovo meccanismo di aggiornamento tariffario in vigore dall'avvio della borsa elettrica sia le modalità di approvvigionamento dell'Acquirente Unico abbiano consentito di contenere e diluire nel tempo l'impatto delle tensioni che hanno caratterizzato i mercati internazionali dei combustibili a partire dal secondo trimestre 2004, riducendo in tal modo i possibili effetti negativi sulla fascia più debole della clientela derivanti dalla transizione da un mercato all'ingrosso amministrato a un mercato basato su meccanismi concorrenziali.

La componente a copertura dei costi fissi di trasmissione, distribuzione e misura (inclusi quelli per la commercializzazione del servizio di vendita nonché le com-

FIG. 3.13 TARIFFA ELETTRICA MEDIA NAZIONALE AL NETTO DELLE IMPOSTE:
ANDAMENTO NEGLI ULTIMI DUE ANNI

c€/kWh

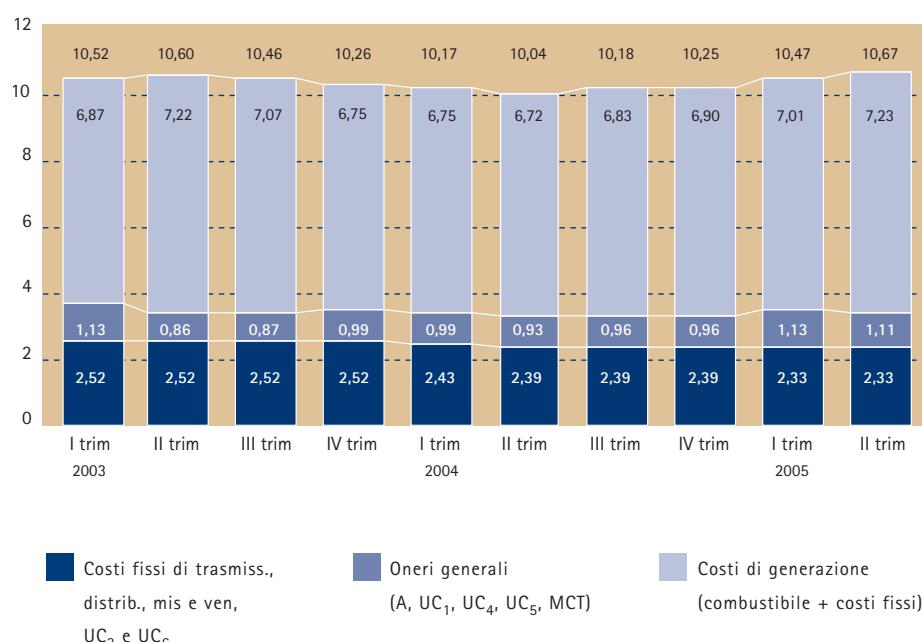
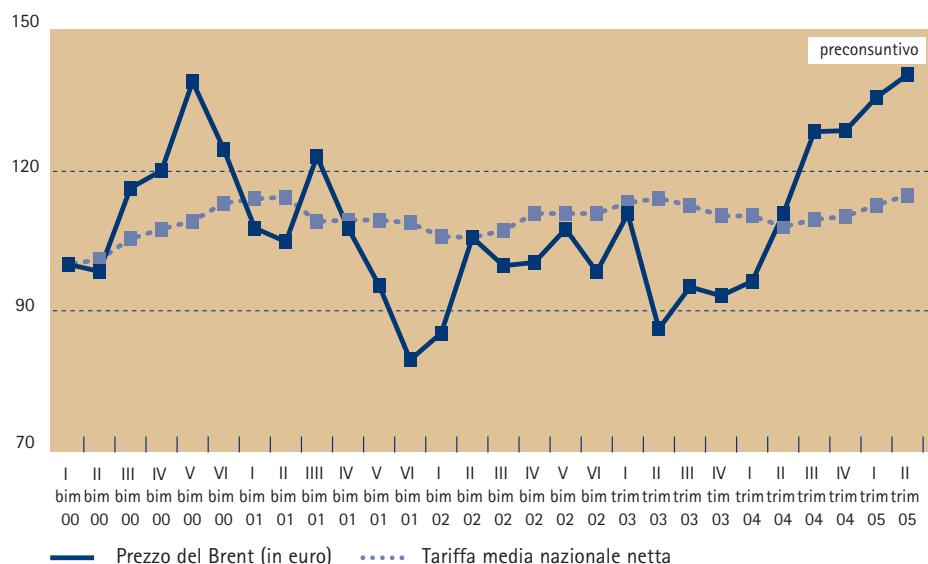


FIG. 3.14 ANDAMENTO DELLA TARIFFA ELETTRICA MEDIA NAZIONALE
E DEL PREZZO DEL PETROLIO (BRENT DATED)

Numeri indici, 1° bimestre 2000 = 100



ponenti tariffarie UC_3 e UC_6 in quanto attinenti alla perequazione dei costi di trasmissione e distribuzione e ai recuperi di continuità del servizio) incideva per il 24 per cento della tariffa totale al netto delle imposte nel primo trimestre 2003. Nel secondo trimestre 2005 l'aggregato corrispondente è pari a 2,33 c€/kWh e rappresenta il 21,8 per cento della tariffa netta (il 19,7 per cento della tariffa al lordo delle imposte). La componente a copertura dei costi di commercializzazione della vendita, che dall'aprile 2004 è possibile evidenziare separatamente, è pari a 0,03 c€/kWh.

Complessivamente i costi di produzione pesavano per il 65,3 per cento della tariffa netta nel primo trimestre 2003 mentre ad aprile 2005 tale incidenza è aumentata di oltre due punti percentuali (67,8 per cento al netto delle imposte e 61 per cento al lordo delle imposte). I costi di produzione, corrispondenti a 7,23 c€/kWh, comprendono, oltre alla componente a copertura dei costi fissi e variabili di generazione, le seguenti ulteriori voci di costo:

- oneri per i certificati verdi (componente VE), pari a 0,02 c€/kWh; tale componente è stata introdotta nel primo trimestre 2003 per consentire ai produttori, che cedevano la propria energia al mercato vincolato, di coprire i costi per l'acquisto di certificati verdi; con l'avvio della borsa elettrica i produttori possono ora recuperare tali costi modificando opportunamente i prezzi offerti per cui il valore di tale componente è stato ridimensionato nel tempo ed è destinato a esaurirsi una volta recuperati i costi pregressi;

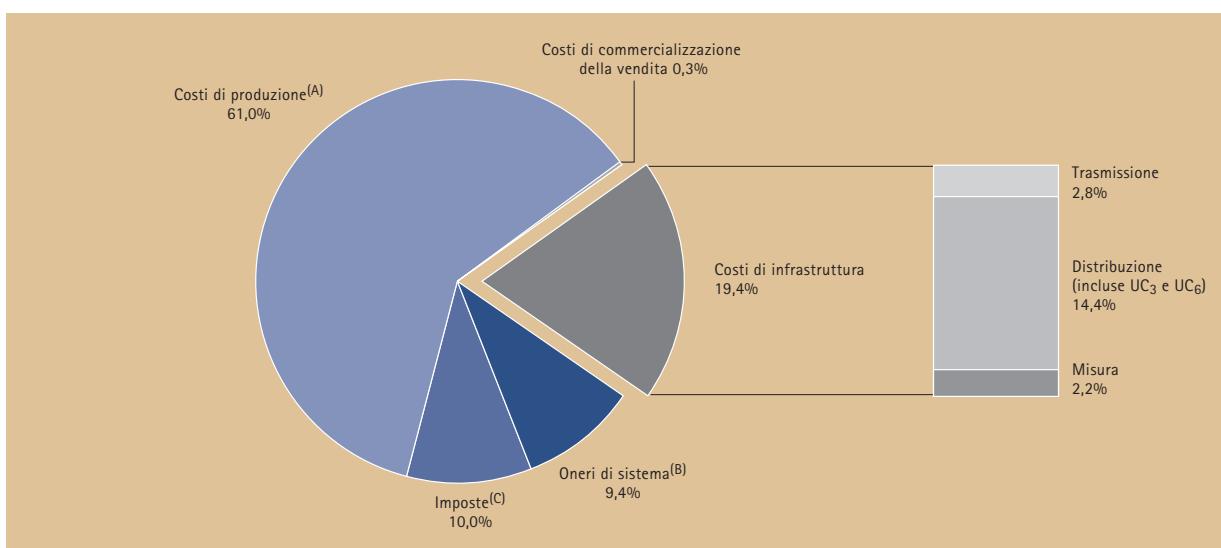
- remunerazione della capacità produttiva pari a 0,06 c€/kWh (componente CD); si tratta di un incentivo, collegato all'andamento dei prezzi di borsa, ai produttori affinché rendano disponibili gli impianti nei periodi di maggiore richiesta di energia elettrica;
- remunerazione dei contratti interrompibili (componente INT), pari a 0,15 c€/kWh;
- oneri del GRTN per la riconciliazione dell'energia elettrica oggetto di forniture al mercato vincolato nel 2001 (componente RD), pari a 0,01 c€/kWh.

Le ultime tre voci di costo sono state introdotte nel secondo trimestre 2004 in concomitanza con l'entrata in operatività della borsa elettrica.

L'entità degli oneri generali di sistema (incluse alcune componenti tariffarie UC) e la loro incidenza sulla tariffa media, dopo un periodo di relativa stabilità nel 2004, sono aumentati all'inizio del 2005 in seguito alla valorizzazione della componente per la perequazione dei costi di approvvigionamento (UC₁), all'introduzione della nuova componente MCT per le compensazioni territoriali (si veda il paragrafo dedicato agli oneri nucleari) e all'incremento della componente tariffaria a copertura degli *stranded cost* (A₆). Nel secondo trimestre 2005 tali oneri ammontano in media a 1,11 c€/kWh e incidono sulla tariffa complessiva al netto delle imposte per il 10,4 per cento (9,4 per cento della tariffa linda).

FIG. 3.15 TARIFFA ELETTRICA MEDIA NAZIONALE AL LORDO DELLE IMPOSTE

Composizione percentuale all'1 aprile 2005



(A) I costi di produzione comprendono il costo del combustibile, i costi fissi di generazione, il costo del dispacciamento, gli oneri per i CV, la remunerazione della capacità produttiva e del servizio di interrompibilità, gli oneri per la riconciliazione dell'energia elettrica nel 2001.

(B) Gli oneri di sistema includono tutte le componenti A, le componenti UC₁, UC₄, UC₅ e la nuova componente MCT.

(C) Le imposte sono calcolate pro-forma pari al 10 per cento della tariffa media nazionale.

ONERI GENERALI

Attività della Cassa conguaglio Nell'ambito delle sue funzioni di carattere amministrativo-contabile la Cassa per il settore elettrico conguaglio per il settore elettrico (CCSE), come disciplinato dal Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo 2004-2007, gestisce i seguenti conti afferenti al settore elettrico:

- Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue alimentato dal gettito della componente tariffaria A_2 ; per il 2004 tale conto ha avuto altresì la finalità di finanziare le misure di compensazione territoriale a favore dei siti che ospitano centrali nucleari e impianti del ciclo del combustibile nucleare;
- Conto oneri per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale (si veda anche il paragrafo dedicato agli oneri nucleari), alimentato dalla componente tariffaria MCT, istituita dall'Autorità e attivata il 1° gennaio 2005;
- Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate alimentato dal gettito della componente tariffaria A_3 ; il conto ha anche la finalità di coprire le spese per il funzionamento dell'Osservatorio nazionale sulle fonti rinnovabili previsto dal decreto legislativo n. 387/03;
- Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali (per esempio, per Ferrovie dello Stato S.p.A.; Società Terni, Comuni rivieraschi ecc.) alimentato dal gettito della componente tariffaria A_4 ;
- Conto per il finanziamento dell'attività di ricerca alimentato dal gettito della componente tariffaria A_5 ;
- Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione, alimentato dal gettito della componente A_6 ;
- Conto per la perequazione dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato alimentato dalla componente tariffaria UC_1 ; tale componente è stata attivata con la deliberazione n. 252 del 30 dicembre 2004, prima della quale aveva valore pari a zero;
- Conto per la perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione alimentato dalla componente tariffaria UC_3 applicata sull'energia fatturata all'utenza del mercato vincolato; le finalità del conto sono di perequare la differenza tra i costi sostenuti dalle imprese distributrici per il trasporto e i ricavi derivanti dalle opzioni tariffarie stabilite dall'Autorità e di finanziare il sistema di perequazione specifica aziendale secondo quanto disposto dalla deliberazione n. 96 del 22 giugno 2004;
- Conto per le integrazioni tariffarie alle imprese elettriche minori alimentato

dal gettito della componente UC₄ che, dal secondo trimestre 2005 si applica sia ai clienti del mercato vincolato sia ai clienti del mercato libero; la componente A₈, istituita al fine di sostituire la UC₄, è stata soppressa con la deliberazione n. 54 del 30 marzo 2005;

- Conto oneri per recuperi di continuità del servizio alimentato dalla componente tariffaria UC₆;
- Conto oneri derivanti da misure e interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali dell'energia; questo conto è finanziato dalle componenti della tariffa per la distribuzione dell'energia elettrica come previsto dall'art. 9 dei due decreti del Ministero delle attività produttive del 20 luglio 2004;
- Conto oneri certificati verdi alimentato dal gettito della componente tariffaria VE;
- Conto oneri per la compensazione delle perdite di energia elettrica alimentato dal gettito della componente UC₅;
- Conto per la gestione dei contributi a copertura degli oneri connessi con il servizio di interrompibilità 2004-2006 (costituito con deliberazione 29 aprile 2004, n. 63).

Alcuni di questi conti persegono finalità tipicamente perequative mentre altri assicurano la copertura dei cosiddetti oneri generali del sistema elettrico, ovvero di quei costi che devono inevitabilmente, in quanto finalizzati al finanziamento di attività di interesse generale, ricadere sulla collettività dei clienti, sia del mercato libero, sia del mercato vincolato.

In aggiunta alle tradizionali funzioni di carattere contabile-amministrativo, il nuovo Testo integrato ha disposto che la CCSE ai fini delle determinazioni di sua competenza, possa procedere ad accertamenti di natura amministrativa, tecnica, contabile e gestionale, consistenti nell'audizione e nel confronto dei soggetti coinvolti, nella cognizione di luoghi e impianti, nella ricerca, verifica e comparazione di documenti, sancendo così il conferimento di un potere di accertamento nei confronti dei soggetti amministrati.

In questo secondo ambito di competenza rientrano le attività affidate alla CCSE in materia di:

- ricerca di sistema (si veda oltre il paragrafo "Ricerca di sistema");
- verifiche e sopralluoghi su impianti che producono energia elettrica da fonti rinnovabili, fonti assimilabili a quelle rinnovabili e sugli impianti di cogenerazione; per l'anno 2005 sono previsti interventi ispettivi su 50 impianti;
- attività istruttoria in materia di perequazione specifica aziendale;
- attività istruttorie a supporto della rideterminazione da parte dell'Autorità degli oneri nucleari e delle relative attività di verifica;

- regimi tariffari speciali: la deliberazione n. 148 del 9 agosto 2004 ha affidato alla CCSE la gestione amministrativa dei regimi tariffari speciali, compresa la verifica della sussistenza dei requisiti per l'ammissione agli stessi, sopprimendo le disposizioni dell'art. 73 del Testo integrato che prevedevano il calcolo e la corresponsione della componente compensativa da parte delle imprese distributrici;
- efficienza energetica: i decreti del Ministero delle attività produttive del 20 luglio 2004 hanno affidato alla CCSE un ruolo incisivo e centrale nell'ambito del sistema di incentivazione. La CCSE dovrà, in primo luogo, provvedere a erogare i contributi previsti a fronte della consegna di Titoli di efficienza energetica di tipo 1 (elettricità) da parte dei distributori a valere sul Conto oneri derivanti da misure e interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali dell'energia; in secondo luogo dovrà provvedere a ripartire tra le Regioni e le Province autonome, sulla base del programma e dei criteri di ripartizione trasmessi dal Ministero delle attività produttive, le risorse finanziarie accantonate ai sensi dei precedenti decreti del 24 aprile 2001 e devolute per il 50 per cento all'effettuazione di diagnosi energetiche e alla progettazione esecutiva di interventi su utenze energetiche la cui titolarità è di organismi pubblici. Infine, la CCSE dovrà provvedere, con il rimanente 50 per cento delle suddette risorse alla copertura dei costi relativi alla realizzazione delle campagne informative e di sensibilizzazione a supporto del risparmio energetico e dello sviluppo delle fonti rinnovabili che saranno realizzate dalle imprese distributrici.

Stranded cost

Con i decreti del Ministero delle attività produttive, 6 agosto 2004 e 10 marzo 2005, e considerate le analisi effettuate dall'Autorità e trasmesse al ministero in data 17 maggio 2004 e 24 novembre 2004, sono stati determinati sia le partite economiche relative ai costi di generazione non recuperabili a seguito dell'attuazione della Direttiva europea 96/92/CE, sia gli oneri relativi alla reintegrazione dei maggiori costi sostenuti dall'Enel e derivanti dalla forzata rilocalizzazione all'estero delle attività di scarico a terra e rigassificazione del gas naturale importato dalla Nigeria (i cosiddetti *stranded cost*). Il primo decreto, in particolare, quantifica i costi di generazione non recuperabili riferiti alle imprese titolari di impianti che, alla data del 19 febbraio 1997, erano di proprietà dell'Enel per un ammontare complessivo di 850,01 milioni di euro (Tav. 3.33). Lo stesso decreto quantifica gli oneri relativi alla reintegrazione dei maggiori costi sostenuti dall'Enel e derivanti dalla forzata rilocalizzazione all'estero delle attività di scarico a terra e rigassificazione del gas naturale importato dalla Nigeria, in base agli impegni contrattuali assunti anteriormente alla data del 19 febbraio 1997 per gli anni 2000-2009, che risultano essere pari a 1.465,27 milioni di euro.

TAV. 3.33 QUANTIFICAZIONE DEI COSTI DI GENERAZIONE NON RECUPERABILI
PER IL PERIODO 2000-2003

	MILIONI DI EURO	% SUL TOTALE
Perimetro Gruppo Enel al 19/2/1997	850,01	100,0%
di cui: Enel Green Power	16,99	2,0%
di cui: Enel produzione	496,36	58,4%
di cui: Endesa Italia (Elettrogen.)	169,13	19,9%
di cui: Edipower (Eurogen)	-	-
di cui: Tirreno Power (Interpower)	167,53	19,7%

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive.

Il decreto del 10 marzo 2005 determina, invece, le partite economiche relative ai costi di generazione non recuperabili riferiti alla società Aem Torino per un ammontare pari a 16,338 milioni di euro.

Con nota del 20 aprile 2005 il Ministero delle attività produttive ha trasmesso all'Autorità lo schema di decreto concernente le modalità di copertura e rimborso dei suddetti oneri ai fini del rilascio del proprio parere che, ai sensi dell'art. 2, comma 2, del decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25, coordinato con la legge 17 aprile 2003, n. 83, è rilasciato entro trenta giorni.

Per le altre imprese ammesse al meccanismo di reintegrazione il processo di determinazione delle suddette partite economiche è in corso di finalizzazione da parte del Ministero delle attività produttive.

Oneri nucleari

L'Autorità determina e aggiorna gli oneri connessi con lo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti svolte dalla Società Gestione Impianti Nucleari S.p.A. (Sogin), anche in consorzio con enti pubblici o altre società, tenendo conto di criteri di efficienza economica.

Con la deliberazione 23 aprile 2002, n. 71, erano stati determinati gli oneri nucleari per il triennio 2002-2004 ed emanate raccomandazioni atte a garantire efficienza economica nello svolgimento delle attività.

Sono in corso le attività istruttorie per la rideterminazione degli oneri nucleari per il triennio 2005-2007, che hanno richiesto supplementi istruttori in relazione a importanti modifiche del quadro normativo di riferimento.

Il decreto del Ministro delle attività produttive 2 dicembre 2004 prevede, infatti, nuovi indirizzi strategici e operativi per la messa in sicurezza del combustibile nucleare irraggiato esistente presso le centrali nucleari e i siti di stoccaggio nazionali, ivi compresa la possibilità di esportazione temporanea di detto combustibile ai fini del riprocessamento associata alla valutazione comparativa dei costi e dei tempi.

Il 27 dicembre 2004 la Sogin ha quindi presentato all'Autorità un nuovo programma pluriennale delle attività, rispetto a quello già proposto il 30 settembre 2004, nel quale, a seguito del decreto del Ministro delle attività produttive 2 dicembre 2004, viene adottata una nuova strategia di gestione del combustibile irraggiato basata sul riprocessamento.

Poiché tale programma presenta un allungamento del periodo di completamento delle attività e un incremento dei costi a vita intera, l'Autorità ha disposto approfondimenti istruttori. La rideterminazione degli oneri nucleari per il triennio 2005-2007 deve anche tenere conto degli scostamenti tra preventivi e consuntivi per le attività svolte nel triennio 2002-2004, in applicazione dei criteri di efficienza economica nello svolgimento delle attività previsti dal decreto 26 gennaio 2000.

A decorrere dal secondo trimestre 2003 (delibera 24 marzo 2003, n. 23) l'aliquota media della componente tariffaria A₂ destinata alla copertura degli oneri nucleari è stata adeguata da 0,05 a 0,06 c€/kWh, al fine di assicurare un gettito adeguato alla copertura dei costi riconosciuti dalla deliberazione n. 71/02.

Nel corso del 2003 e del 2004 sono altresì intervenute modifiche del quadro normativo che comportano oneri aggiuntivi e che hanno richiesto interventi sulla struttura della componente tariffaria A₂.

In particolare, l'art. 4 della legge 24 dicembre 2003, n. 368, prevede l'introduzione di misure di compensazione territoriale a favore dei siti che ospitano centrali nucleari e impianti del ciclo del combustibile nucleare e, dalla data di entrata in esercizio del deposito nazionale, proporzionalmente all'allocazione dei rifiuti radioattivi, in favore del Comune nel cui territorio è ubicato il deposito, dei Comuni confinanti, della Provincia e della Regione; la copertura finanziaria è prevista tramite "un'aliquota della componente della tariffa elettrica, pari a 0,015 c€ per ogni kWh consumato". L'ammontare complessivo di tali misure, posto transitorientemente a carico del Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue, alimentato dalla componente tariffaria A₂ (deliberazione 27 marzo 2004, n. 46), è stato successivamente scorporato con l'istituzione di una specifica componente tariffaria, denominata MCT, destinata a essere applicata a ciascun kWh consumato da clienti finali ovvero dalle imprese di distribuzione e trasmissione limitatamente agli usi finali delle medesime, in attuazione delle disposizioni della legge n. 368/03 (deliberazione 22 dicembre 2004, n. 231).

Infine la legge finanziaria 2005 (art. 1, comma 298) ha disposto che, a decorrere dall'1 gennaio 2005, viene destinato all'entrata del bilancio dello Stato un gettito annuo pari a 100 milioni di euro mediante il versamento di una quota pari al 70 per cento delle misure di compensazione territoriale di cui all'art. 4 della legge n. 368/03, nonché di una ulteriore quota che assicuri il predetto gettito a valere sulle entrate derivanti dalla componente tariffaria A₂.

In attesa della rideterminazione degli oneri nucleari relativi al triennio 2005-

2007, a partire dal 1° trimestre 2005 la componente tariffaria A₂ è stata transitoriamente dimensionata per far fronte prevalentemente agli oneri derivanti dalla legge finanziaria 2005, fissando una aliquota media relativa agli oneri nucleari pari a 0,04 cent€/kWh (deliberazione n. 252/04), aliquota che dovrà quindi essere adeguata a seguito della predetta rideterminazione.

Ricerca di sistema

Con la delibera del 18 marzo 2004, n. 41, l'Autorità ha ammesso al finanziamento a carico del Fondo per l'attività di ricerca (di cui all'art. 11, comma 2, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, 26 gennaio 2000) i progetti di ricerca presentati dal CESI per l'anno 2003, per un totale complessivo di 116.092.000 euro. I principali aspetti inerenti i progetti di ricerca ammessi al finanziamento riguardano:

- sviluppo di strumenti e metodi per la costruzione di scenari globali del sistema elettrico;
- metodi e sistemi in grado di supportare l'evoluzione del parco di generazione nazionale verso una maggiore sostenibilità;
- metodologie di analisi, procedure, modelli matematici e strumenti software e basi di dati per il supporto allo sviluppo ed esercizio della rete elettrica italiana;
- metodologie e strumenti per l'analisi del mercato liberalizzato dell'energia elettrica in Italia;
- prospettive tecnologiche, economiche e ambientali della generazione distribuita;
- sicurezza degli impianti del sistema elettrico e interazione con il territorio;
- diffusione dei risultati della Ricerca di sistema.

Successivamente alla prima verifica dei progetti di ricerca di cui sopra, effettuata ai sensi dell'art. 6 della delibera 11 luglio 2001, n. 158, come modificata dalla delibera del 4 aprile 2002, n. 55, l'Autorità ha disposto, con la determinazione del Direttore generale n. 53/2004, la corresponsione di un primo acconto pari a 34.827.600,00 € corrispondente al 30 per cento del finanziamento riconosciuto a carico del Fondo, e con la determinazione del Direttore generale n. 174/2004 la corresponsione del secondo acconto, anch'esso pari a 34.827.600,00 €, all'avvenuto raggiungimento di uno stato di avanzamento dei lavori superiore al 50 per cento delle attività progettuali.

Nel marzo 2005 il Comitato di esperti di ricerca per il settore elettrico (CERSE) ha inviato, ai sensi del decreto ministeriale 28 febbraio 2003 inerente le modalità di gestione del Fondo per il finanziamento delle attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico nazionale, il Piano triennale della ricerca di sistema ai fini delle consultazioni previste dallo stesso decreto ministeriale.