



Autorità per l'energia elettrica e il gas

**AUDIZIONE DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS
PRESSO LA COMMISSIONE X
(ATTIVITA' PRODUTTIVE, COMMERCIO E TURISMO)
DELLA CAMERA DEI DEPUTATI
NELL'AMBITO DELL'INDAGINE CONOSCITIVA SULL'ENERGIA**

Seduta di mercoledì, 24 settembre 1997

Onorevole Presidente, Onorevoli Commissari,

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha accolto con piacere l'invito a contribuire all'indagine conoscitiva sull'energia e ad intervenire su temi particolarmente attuali come quello della cessione delle eccedenze di energia elettrica poiché l'occasione di oggi costituisce il primo incontro ufficiale con la Commissione attività produttive, commercio e turismo.

L'Autorità è chiamata dalla legge istitutiva a svolgere un ruolo primario nella trasformazione degli assetti di mercato dei settori di pubblica utilità energia elettrica e gas, promuovendo la concorrenza e l'efficienza in armonia con gli obiettivi generali della tutela dei consumatori e dell'ambiente, nonché dell'uso efficiente delle risorse.

Nella sua azione l'Autorità opera in posizione di indipendenza nel quadro degli obiettivi di politica generale formulati dal Governo e dal Parlamento in relazione alle condizioni di mercato, all'evoluzione delle normative comunitarie e alle dinamiche tecnologiche e produttive.

Nell'odierna audizione l'attenzione sarà concentrata esclusivamente su alcune problematiche del settore elettrico per il quale l'attuale fase di transizione appare particolarmente delicata in ragione della necessità di passare da un sistema nazionale ad un sistema europeo, da una situazione di monopolio pubblico ad un assetto di mercato.

1. LA FASE DI PRIMA OPERATIVITA' DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS: ASPETTI ORGANIZZATIVI E DI METODO

Prima di entrare nel merito appare necessario svolgere una breve premessa di carattere generale relativamente al periodo di prima operatività dell'Autorità.

Successivamente alla registrazione delle nomine ed alla formale costituzione dell'Autorità è stata avviata la fase di impostazione dell'impianto organizzativo sia sotto il profilo delle norme destinate a disciplinare gli aspetti procedurali e operativi, sia con riferimento agli atti interni di amministrazione finalizzati ad acquisire le risorse ed i mezzi per lo svolgimento delle funzioni.

In sintesi i passaggi salienti di questo processo possono essere così evidenziati.

L'Autorità, nel mese di dicembre 1996, ha provveduto a dotarsi dei principali strumenti regolamentari della propria configurazione operativa e strutturale: regolamento in materia di organizzazione e funzionamento, regolamento di contabilità, regolamento del personale e delle carriere.

Nel mese di gennaio 1997 sono stati assunti i provvedimenti volti a realizzare l'impianto organizzativo (quali l'approvazione dei criteri per la selezione del personale di ruolo, per l'acquisizione di risorse con contratti a tempo determinato e per l'attivazione di contratti tipo con esperti e collaboratori esterni).

Nei mesi di febbraio e marzo si è provveduto a predisporre e ad approvare il primo programma semestrale di attività (aprile-settembre 1997).

Successivamente sono state condotte le attività funzionali alla selezione del primo nucleo di personale con primario riferimento alle figure dei responsabili dei gruppi di lavoro e degli uffici. Questa fase è culminata nel mese di marzo, con l'immissione a ruolo delle prime unità e con l'avvio della progressiva assunzione di personale, mediante contratti a tempo determinato ovvero sulla base di richieste di comando o distacco ad altre istituzioni, al fine di costruire una prima struttura che consentisse la più tempestiva attivazione dell'azione amministrativa.

Contestualmente a queste attività venivano approfondite le questioni inerenti la disciplina della dinamica procedurale delle funzioni amministrative.

Dato il quadro normativo l'Autorità si è mossa in due direzioni. Da un lato ha prestato la propria collaborazione nel processo di predisposizione del regolamento sui procedimenti individuali (di competenza del Governo), dall'altro ha esercitato la propria autonomia organizzativa introducendo un elevato livello di trasparenza della consultazione delle parti sociali con riferimento ai procedimenti preparatori dei provvedimenti generali e normativi, al fine di rafforzare ed ampliare ulteriormente le garanzie riconosciute dalla legge n. 241/1990.

In questo senso vanno interpretati due regolamenti dell'Autorità.

Il primo, adottato con delibera del 16 maggio 1997, n. 44, disciplina le audizioni periodiche delle formazioni associative nel quale, peraltro, è stata codificata la

possibilità di convocare audizioni speciali ogniqualvolta, nell'ambito di uno specifico procedimento, si ritenga opportuno acquisire le osservazioni dei soggetti interessati.

Il secondo, adottato con delibera del 30 maggio 1997, n. 61, disciplina lo svolgimento dei procedimenti di competenza dell'Autorità, ponendo norme di coordinamento che, con riferimento alla specifica materia dei procedimenti volti all'adozione dei provvedimenti generali (in special modo quelli tariffari), hanno definito un modulo procedurale tale da consentire, sin dalla fase di avvio, la massima trasparenza e la possibilità di confronto con le categorie interessate tramite la presentazione di documenti e la eventuale convocazione di audizioni speciali.

Queste regolamenti, al di là di qualsiasi considerazione di dettaglio, hanno creato condizioni di partecipazione per l'adozione dei principali atti di regolazione tali da garantire procedure assolutamente innovative sia per il settore specifico sia, più in generale, con riferimento alle precedenti esperienze di regolazione in Italia.

La pubblicazione del regolamento di organizzazione in Gazzetta Ufficiale, in data 22 aprile 1997, in materia di organizzazione e funzionamento ha chiuso questa fase costitutiva, determinando l'effettività del trasferimento all'Autorità delle funzioni precedentemente nella titolarità di altri organismi amministrativi dello Stato.

È dunque da quel momento che l'Autorità ha pienamente attivato l'esercizio delle proprie funzioni istituzionali avviando procedimenti in ottemperanza di specifiche disposizioni emanate. Tra questi si ritiene opportuno segnalare i più significativi:

- procedimento per la formazione del provvedimento di inglobamento dei sovrapprezzi come previsto dall'articolo 1, comma 2, del decreto legge n. 473/1996, convertito con modificazioni dalla legge n. 577/1996;
- procedimento, tuttora pendente, per la reiterazione dell'istruttoria che ha portato all'adozione del provvedimento CIP n. 15/93, così come previsto dalla legge n. 122/1997;
- istruttorie conoscitive sulle intese dell'Enel con l'Eni e dell'Enel con altri soggetti.

Sono state inoltre costituite e sono pienamente operative commissioni di studio che sono chiamate a fornire pareri su fondamentali questioni sulle quali l'Autorità deve

adottare provvedimenti formali di primaria importanza in materia di integrazione tariffaria degli oneri nucleari, Cassa conguaglio del settore elettrico e sistemi di perequazione, analisi del provvedimento CIP n. 6/92 e sua possibile evoluzione.

In ordine alla delibera del 26 giugno 1997 n. 70/97 con cui l'Autorità ha proceduto all'inglobamento in tariffa dei sovrapprezzi non destinati allo Stato ed al procedimento che ne ha preparato l'adozione, conviene sviluppare qualche precisazione.

In particolare, è stato affermato che l'Autorità avrebbe adottato le misure di inglobamento, espressive peraltro di principi condivisi e correttamente attuative del mandato legislativo, con sole ventiquattro ore di preavviso.

In primo luogo l'Autorità ha agito sulla base di una previsione legislativa che risale al settembre 1996 e che ha disposto l'inglobamento dei sovrapprezzi in misura coerente con le condizioni della concorrenza e del mercato entro il 30 giugno 1997.

L'Autorità ha avviato formalmente il procedimento per la formazione del provvedimento di inglobamento con la propria delibera del 30 maggio 1997, n. 58/97, mettendo a disposizione, in data 13 giugno, un documento analitico nel quale venivano illustrate le linee dell'inglobamento; successivamente ha convocato tra il 19 e il 20 giugno un ciclo di audizioni speciali cui hanno partecipato l'Enel (singolarmente) e tutte le principali formazioni associative rappresentative delle parti interessate (associazioni delle imprese di settore, Confindustria, sindacati dei lavoratori, associazioni ambientali, associazioni dei consumatori). Da parte di tutte le associazioni intervenute è stato rimarcato il carattere innovativo, e massimamente garantistico nel contesto istituzionale italiano, della procedura seguita.

1. IL PROVVEDIMENTO DI INGLOBAMENTO TARIFFARIO DEL 26 GIUGNO 1997 N. 70/97

Una prima occasione per introdurre significative modificazioni nel sistema tariffario, anche prima della riforma vera e propria, è stata fornita dal decreto legge n. 473/1996 convertito nella legge n. 577/1996 che ha imposto all'Autorità – come già ricordato - di inglobare i sovrapprezzi in tariffa; ciò che è stato fatto con la delibera n. 70/97 del 26 giugno di quest'anno.

Il decreto legge ha avuto la funzione di porre termine all'annosa questione delle "quote di prezzo", cioè di quel sovrapprezzo che era stato introdotto per consentire di completare l'aumento programmato del fondo di dotazione dell'Enel senza più gravare sul bilancio dello Stato. Nel convertire il decreto che aboliva uno dei sovrapprezzi, il Parlamento in una logica di trasparenza tariffaria decise di trasformare gli altri, che erano stati introdotti in varie occasioni nel tempo, dando mandato all'Autorità di inglobarli in tariffa.

Prima di illustrare le proposte dell'Autorità sul tema delle eccedenze, problema improvvisamente sollevato dall'Enel lo scorso mese di luglio, è opportuno richiamare i contenuti del provvedimento n. 70/97, in vigore dall'1 luglio scorso, limitandosi agli aspetti salienti e alle conseguenze previste per i produttori, ed in particolare per l'Enel. Come è noto l'Enel ha motivato la decisione di sospendere il ritiro delle eccedenze con l'esigenza di compensare le conseguenze del provvedimento assunto dall'Autorità.

Fino al 30 giugno 1997, le tariffe comprendevano ben sei sovrapprezzi, vale a dire: il sovrapprezzo termico ordinario, l'aliquota di recupero dell'imposta di fabbricazione sugli oli combustibili, l'aliquota aggiuntiva provvisoria di sovrapprezzo per il ripianamento del conto per l'onere termico, la maggiorazione straordinaria di cui all'art. 33, comma 1, della legge n. 9/91, per la parte relativa alla reintegrazione degli oneri derivanti dalla sospensione ed interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari, il sovrapprezzo nuovi impianti di cui al titolo VI del provvedimento CIP n. 6/92.

A partire dall'1 luglio questi sovrapprezzi entrano in tariffa e sono raggruppati in due parti, una legata all'andamento dei prezzi del combustibile, l'altra includente le voci ad esaurimento in quanto legate ai ripianamenti di gestioni passate.

La parte di gran lunga dominante dei sovrapprezzi da inglobare, 11 mila miliardi di lire su un totale di 13 mila, era costituita dal cosiddetto sovrapprezzo termico. Il provvedimento di inglobamento tariffario n. 70/97 lo trasforma in un contributo al costo dell'energia che viene fissato all'inizio di ciascun bimestre e determinato in lire per chilowattora prodotto da fonte termica, indipendentemente dal combustibile utilizzato.

Il nuovo metodo si propone in primo luogo di incentivare la gestione efficiente degli impianti, aderendo al criterio del riconoscimento dei costi corrispondenti a livelli

raggiungibili di efficienza, in sostituzione del criterio del rimborso “a piè di lista” dei costi effettivamente sostenuti, su cui si basava il precedente regime e che non forniva stimoli all’efficienza gestionale.

Il provvedimento dell’Autorità pone anche rimedio, in misura parziale e prima della riforma complessiva, alla distorsione del sistema precedentemente in vigore che rendeva equivalenti o addirittura più convenienti gli aumenti di produzione termoelettrica rispetto a quelli di produzione idroelettrica. I produttori nazionali hanno ora convenienza a sfruttare al massimo, e possibilmente a potenziare, gli impianti idroelettrici, mentre prima avevano certamente meno motivi per farlo.

Il nuovo regime dei contributi avrà un primo effetto positivo anche sulla tutela dell’ambiente, grazie alla forte convenienza introdotta al risparmio di combustibile e agli incrementi di produzione idroelettrica.

Tuttavia, poiché il vecchio sovrapprezzo termico era, come detto, un riconoscimento a “piè di lista” dei costi dei diversi combustibili utilizzati per la produzione termoelettrica, esso incoraggiava il passaggio al gas naturale che è meno inquinante anche se più costoso; ora invece il nuovo regime spinge a scegliere semplicemente il combustibile meno costoso, con un possibile conseguente aumento teorico delle emissioni inquinanti, in quanto, in pratica, ci si trova comunque al di sotto dei valori fissati dalla normativa vigente. Questo secondo effetto va confrontato con il primo, vantaggioso, poiché vanno a compensarsi. In ogni caso le tecnologie di cui oggi si dispone consentono di ridurre le emissioni agli standard ritenuti accettabili.

Superando un sistema che manipolava discrezionalmente i prezzi si elimina naturalmente anche qualche manipolazione fatta a fin di bene. Ma il sistema vecchio doveva essere superato. Qualsiasi politica ambientale deve essere innestata su di un sistema che innanzi tutto collochi le imprese in posizione di responsabilità per la ricerca di soluzioni efficienti. La via maestra per ricongiungere efficienza aziendale ed efficienza di sistema è quella di valutare il costo ambientale delle diverse attività produttive e caricarlo su ciascuna di esse. L’Autorità è sensibile al problema, e non mancherà di investire risorse nello studio delle soluzioni possibili e dei meccanismi da introdurre a tale scopo nella riforma tariffaria. In ogni caso le norme della legislazione ambientale costituiscono lo strumento oggi a disposizione per il contenimento delle

emissioni. Inoltre le imprese produttrici hanno stipulato accordi con il Governo e con gli enti locali per l'utilizzo dei singoli impianti, cosicché la loro flessibilità nella scelta dei combustibili resta assai ridotta. Entro questi vincoli, è bene che un poco di flessibilità ci sia, a salvaguardia della stessa sicurezza dell'approvvigionamento.

L'inglobamento ha anche rappresentato l'occasione per correggere alcune distorsioni. I meccanismi di aggiornamento tariffario sono stati predisposti in modo da garantire in ogni bimestre il pareggio del nuovo "conto costi energia" attraverso cui i contributi sono erogati dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico. In questo modo non si potranno più creare disavanzi nella gestione e conseguenti ritardi nei pagamenti alle imprese elettriche.

Il ripianamento del disavanzo di circa 5.000 miliardi accumulatosi nella passata gestione dell'onere termico è stato accelerato e reso certo, vincolando allo scopo eventuali riduzioni dei prezzi internazionali dei combustibili. Inoltre, il contributo destinato all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ed assimilate ai sensi del provvedimento CIP n. 6/92 è stato aumentato, per far fronte alla crescita dell'onere relativo dell'entrata in funzione dei nuovi impianti già da tempo autorizzati. Si tratta di un aumento dovuto in base a precise disposizioni di legge, e che è stato finalizzato ad un graduale ripianamento degli squilibri di gestione che in passato hanno comportato ritardi nella corresponsione dei contributi alle imprese.

Il provvedimento dell'Autorità ha anche disposto una riduzione temporanea e prudenziale della componente tariffaria destinata al reintegro degli oneri nucleari, in attesa delle conclusioni dell'apposita commissione di studio, istituita dall'Autorità nel quadro delle attività volte ad accertare, come impone la legge n. 481/95, la sussistenza dei presupposti e la congruità dei criteri in passato seguiti nel determinare i rimborsi all'Enel e alle imprese costruttrici a fronte dell'interruzione del programma nucleare.

Infine, il provvedimento ha assimilato il trattamento delle importazioni di energia a quello riservato alla produzione elettrica nazionale. All'energia importata viene riconosciuto un contributo commisurato al costo variabile del combustibile che viene risparmiato.

Il vecchio sistema rendeva le importazioni particolarmente convenienti per l'Enel, con grave distorsione del mercato e con costi significativamente più alti a totale

carico degli utenti, mentre dal provvedimento attuale il ricorso alle importazioni non riceve un trattamento più favorevole rispetto alla produzione elettrica nazionale. L'effetto del provvedimento dell'Autorità sarà quindi quello di scoraggiare le importazioni aumentando l'utilizzo degli impianti nazionali, con risvolti positivi anche per le imprese, l'occupazione e l'innovazione tecnologica. Un ritardo in tale decisione avrebbe anche comportato il rischio della stipula, da parte dell'Enel, di ulteriori contratti di quel tipo o il rinnovo degli esistenti.

Complessivamente il provvedimento ha comportato una riduzione della tariffa media al consumo di 1 lira per kWh, mentre l'applicazione del vecchio metodo di aggiornamento avrebbe richiesto un aumento di circa 13 Lit/kWh. La riduzione segue anche il "trend", del progressivo calo delle tariffe a livello internazionale. Nelle tabelle sono illustrati, su base annua, minori costi per le varie fasce di utenza e le conseguenze degli adeguamenti che sarebbero intervenuti senza il provvedimento dell'Autorità.

L'Autorità nell'intervento di inglobamento di sovrapprezzi in tariffe, si è trovata di fronte a situazioni di forte incoerenza con le normali condizioni della concorrenza e del mercato, in contraddizione con quanto espressamente richiesto dal legislatore nella legge n. 577/96.

L'Autorità non avrebbe potuto operare in modo diverso da quello seguito senza venir meno al mandato conferitole dal legislatore.

2. GLI EFFETTI DELLA DELIBERA N. 70/97 SUL BILANCIO DELL'ENEL

Gli effetti della delibera dell'Autorità n. 70/97 sul bilancio dell'Enel sono stati oggetto di grande attenzione, a motivo di quanto gli amministratori dell'Enel hanno riferito nel corso dell'audizione presso questa stessa Commissione.

Questi effetti sono stati quantificati dall'Enel in una perdita di valore dell'azienda che, tenendo conto anche dell'abolizione delle quote di prezzo da parte del Ministero dell'industria, raggiungerebbe i 7.000 miliardi di lire. Questa cifra è stata ottenuta attraverso un procedimento di attualizzazione della diminuzione di utile netto stimata dall'Enel come conseguenza dell'abolizione delle quote prezzo e della delibera n. 70/97.

Secondo l'Enel l'effetto congiunto dei due provvedimenti è stimabile in una riduzione del 33% dell'utile netto del 1996. Questa diminuzione sarebbe imputabile a minori ricavi da quote prezzo e minori contributi sulle importazioni, pari rispettivamente a 900 e 650 miliardi di lire su base annua.

Noi riteniamo impropria questa quantificazione sia dal punto di vista del metodo di calcolo adottato sia dell'entità della cifra.

Quanto all'effetto dell'abolizione delle quote prezzo, si tratta sostanzialmente della cessazione di un programma temporaneo di aumento di capitale. Le quote prezzo sono state, infatti, introdotte nel 1986 per consentire di completare l'aumento programmato del fondo di dotazione dell'Enel, senza più gravare sul bilancio dello Stato. Ovviamente la loro abolizione ha comportato per l'Enel un mancato aumento di capitale, ma questo non può essere tradotto direttamente in una perdita di profitto. Vediamo quindi nel dettaglio gli effetti della delibera n. 70/97 sulla redditività dell'Enel.

Innanzitutto, poiché il nuovo meccanismo di determinazione dei contributi è entrato in vigore dall'1 luglio, la valutazione degli effetti del provvedimento sui risultati dell'Enel per l'anno in corso deve correttamente riferirsi al secondo semestre 1997.

Come abbiamo visto, il provvedimento ridetermina i contributi riconosciuti all'Enel sia per l'energia elettrica importata sia per i costi di combustibile sostenuti per la produzione nazionale. Gli effetti del provvedimento dell'Autorità passano quindi principalmente attraverso modifiche di questi due elementi:

- per quanto riguarda le importazioni, l'effetto per il secondo semestre '97 della riduzione del contributo riconosciuto – rispetto alla stima dei contributi che la Cassa conguaglio avrebbe riconosciuto prima del 30 giugno 1997 - è stimato dall'Autorità in 263 miliardi. Questo calcolo viene effettuato considerando un costo medio delle importazioni pari a 68 Lit/kWh per il 1997, così come dichiarato dall'Enel nel ricorso al TAR Lombardia contro il provvedimento dell'Autorità;

- per quanto riguarda i contributi riconosciuti per i costi di combustibile, l'effetto del provvedimento dell'Autorità è di più incerta quantificazione poiché dipende dalle oscillazioni dei prezzi delle materie prime sui mercati internazionali e dalla capacità dell'impresa di adattare gli acquisti, sia per quanto riguarda il paniere dei combustibili

che le quantità. In questo si esplica la natura incentivante del provvedimento.

La nostra stima è che il nuovo meccanismo, a parità dell'attuale mix di combustibili, porterà ad un aumento dei contributi riconosciuti alla produzione termoelettrica nazionale dell'ordine dei 180 miliardi di lire. L'entità di tale incremento dipenderà dall'andamento relativo dei prezzi dei combustibili importati in Italia rispetto a quelli sui mercati internazionali, e dalle corrispondenti dinamiche. Questa stima si basa su ipotesi di sostanziale stabilità del cambio lira/dollaro e dei prezzi internazionali del petrolio nella seconda metà del 1997 rispetto ai livelli di luglio.

L'effetto complessivo del provvedimento dell'Autorità sui ricavi dell'Enel è ragionevolmente stimabile per il secondo semestre 1997 in una riduzione di 83 miliardi di lire, contro i 650 annui dichiarati dall'Enel. Tale riduzione, a parità di altre condizioni e tenuto conto delle minori imposte, si dovrebbe tradurre in una diminuzione dell'utile netto di entità trascurabile.

Gli effetti stimati per l'anno in corso si riferiscono ad un periodo di transizione dalla vecchia alla nuova normativa. Da un lato l'effetto sul contributo per il costo dei combustibili potrà oscillare in funzione dell'andamento dei prezzi delle materie prime. D'altra parte l'azienda avrà avuto tempo di ottimizzare le sue strategie, anche sulle importazioni.

Ai fini di una valutazione complessiva del provvedimento vanno considerati due aspetti aggiuntivi. Innanzitutto il provvedimento accelera la riscossione dei crediti che Enel vanta nei confronti della Cassa conguaglio, migliorando la posizione finanziaria della società.

In secondo luogo, il provvedimento ha ridotto un importante fattore di incertezza che incideva negativamente sul valore dell'azienda. I meccanismi di aggiornamento tariffario sono stati infatti modificati in modo da renderli tempestivi e garantire in ogni bimestre il pareggio del "conto costi energia" attraverso cui i contributi sono erogati all'Enel dalla Cassa conguaglio del settore elettrico.

In conclusione, l'impatto del nostro provvedimento sul valore dell'Enel non è quantificabile in una perdita ed anzi potrebbe risolversi a regime in un effetto di segno positivo.

3. I PROVVEDIMENTI IN PREPARAZIONE PER RIMUOVERE ELEMENTI DI INCERTEZZA EREDITATI DAL PASSATO: LA LEGGE N. 122/1997 E GLI ONERI NUCLEARI

Per ridurre una delle incertezze che grava oggi sul valore di molte aziende del settore elettrico, l'Autorità si sta celermente muovendo per risolvere altre due questioni di grande rilievo economico. Si tratta della rideterminazione delle modificazioni tariffarie adottate con i provvedimenti CIP n. 15 e CIP n. 17 del 1993 e dell'accertamento dell'entità degli oneri derivanti dalla sospensione dei lavori per la realizzazione delle centrali nucleari da riconoscere all'Enel e alle imprese appaltatrici.

La legge n. 122/1997 stabilisce che l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas ridetermini, entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore, le modificazioni tariffarie adottate dal CIP con i provvedimenti n. 15/1993 e n. 17/1993, ferma restando l'articolazione delle tariffe. La rideterminazione delle modificazioni tariffarie implicherà una maggiore trasparenza e certezza dei risultati nei bilanci dell'Enel. Bisogna infine ricordare che sarà sempre compito dell'Autorità stabilire, a partire dall'esercizio 1998, le modalità con cui effettuare gli eventuali conguagli.

Per quanto riguarda gli oneri nucleari, è previsto un sovrapprezzo, oggi inglobato in tariffa, per la reintegrazione degli oneri connessi alla sospensione e all'interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari e alla chiusura definitiva delle centrali stesse. Come disposto dalla legge n. 481/1995, compito dell'Autorità è sia accertare la sussistenza dei presupposti di tali voci nella tariffa, sia verificare la congruità dei criteri adottati per l'identificazione e la quantificazione degli importi da reintegrare e per la determinazione delle modalità di rimborso all'Enel e alle imprese appaltatrici.

A tale scopo l'Autorità ha istituito un gruppo consultivo di esperti che dovrebbe concludere i propri lavori entro il prossimo mese di ottobre. In tal senso va interpretata la riduzione temporanea e prudenziale della componente tariffaria destinata al reintegro degli oneri nucleari disposta dalla delibera n. 70/97. Tale riduzione è sembrata doverosa per evitare che alcuni soggetti potessero essere remunerati oltre il dovuto, ove l'accertamento dovesse comportare una revisione al ribasso dei contributi.

4. LE ECCEDENZE: ASPETTI ECONOMICI E PROSPETTIVE DI SOLUZIONE

Il ritiro delle eccedenze da parte dell'Enel viene istituzionalizzato con la legge n. 9/1991 (artt. 20 e 22). Con il provvedimento CIP n. 6/92 sono definiti i prezzi di cessione delle eccedenze e con la convenzione-tipo prevista dal decreto del Ministro dell'industria del 25 settembre 1992 vengono stabilite le modalità applicative.

Il regime attuale (provvedimento CIP n. 6/92 così come integrato dal decreto del Ministro dell'industria del 4 agosto 1994) riconosce ai produttori terzi che cedono le eccedenze della propria produzione all'Enel un prezzo di cessione formato, in ore piene, da quattro componenti: costo evitato di impianto (1), costo evitato di esercizio, manutenzione e spese generali (2), costo evitato di combustibile (3) e un'ulteriore componente incentivante dipendente dal tipo di impianto (che deve essere nuovo e da fonte rinnovabile o assimilata) e valevole per i primi 8 anni di esercizio dell'impianto di generazione (4). In ore vuote il prezzo di cessione è pari al solo costo evitato di combustibile.

A differenza degli impianti che mettono a disposizione l'intera potenza (o una quota di potenza prefissata), per i produttori che cedono le eccedenze il costo evitato di impianto (componente 1) viene riconosciuto in misura fissa per il 20% nel prezzo base ed in funzione della regolarità di cessione dell'eccedenza per il restante 80%. Nel caso delle altre voci di costo (componenti 2, 3 e 4) non esiste, invece, alcuna differenza tra impianti dedicati ed impianti che cedono le eccedenze.

Per cogliere l'effetto distorsivo di questo regime occorre guardare alle modalità di aggiornamento delle quattro componenti del prezzo di cessione. I costi evitati di impianto, di esercizio, la manutenzione e le spese generali nonché l'ulteriore componente incentivante sono aggiornati annualmente sulla base della variazione dell'indice Istat dei prezzi al consumo, mentre per il costo evitato di combustibile si fa riferimento al prezzo del gas naturale per la produzione di energia elettrica, come risulta dall'accordo Snam-Confindustria.

Dal 1992 ad oggi, pertanto, il prezzo di cessione delle eccedenze, come sopra evidenziato, ha subito un considerevole aumento, nettamente superiore a quello del

prezzo medio dell'energia venduta dall'Enel all'utenza diretta e a quello dell'indice dei prezzi al consumo, in ragione sia del miglioramento della composizione dell'energia ceduta (avendo aumentato la regolarità e la quantità ceduta nelle ore piene) sia soprattutto dell'aumento del prezzo del gas naturale.

Il prezzo medio di cessione per il 1996 è risultato pari a 104 Lit/kWh, che possono essere ripartite nel modo seguente: 40,1 Lit/kWh corrispondono al costo evitato d'impianto e di esercizio, manutenzione e spese generali (componente 1+2), 54,7 Lit/kWh coprono il costo evitato di combustibile (componente 3); 9,2 Lit/kWh rappresentano l'ulteriore componente incentivante (4) relativa ai nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate.

A carico dell'Enel rimangono, in ore piene, le prime due componenti del prezzo di ritiro, ossia il costo evitato di impianto (1) e il costo evitato di esercizio, manutenzione e spese generali (2). In ore vuote, invece, il regime vigente non impone a carico dell'Enel alcun costo, in quanto il costo evitato di combustibile viene finanziato dal consumatore finale attraverso la tariffa.

La situazione delle eccedenze è la seguente: siamo passati da 1,5 TWh del 1990 a 4,8 TWh del 1996 con un aumento del 220%, mentre i prezzi sono passati dalle 59 Lit/kWh nel 1990 a 104 Lit/kWh del 1996, con aumento del 76 %. Nel 1996, in termini monetari, questo ha dato luogo ad un fatturato per i produttori indipendenti pari a 496 miliardi di lire, di cui 191 miliardi a carico del bilancio dell'Enel e 305 miliardi a carico dell'utenza finale.

I principali operatori che cedono le eccedenze all'Enel sono dieci e coprono il 76% del totale delle cessioni: si tratta del gruppo Edison (che con le due società Edison Termoelettrica SpA ed Edison SpA copre una quota del 40%), di Sondel, Agip Petroli, Frene, Enichem Fibre, Caffaro, Ilva, Cartiere Burgo, Italcementi cui si aggiunge un piccolo gruppo di produttori-distributori con impianti idroelettrici che copre il 3% ed infine di altri 750 produttori che rappresentano il restante 21% delle cessioni.

Attualmente, esaminando la tipologia degli impianti che cedono eccedenze, si osserva che: 472 sono da fonti rinnovabili, in massima parte idroelettrici; 297 da fonti assimilate, per la maggior parte provenienti da impianti di cogenerazione; 7 da fonti convenzionali. Circa la metà degli impianti rinnovabili ed assimilati sono considerati

nuovi, cioè entrati in servizio dopo il 30 gennaio 1991 e fruiscono pertanto dell'incentivazione prevista dal provvedimento CIP n. 6/92.

Nelle regioni settentrionali si concentra più dell'80% degli impianti che cedono le eccedenze.

A seguito dell'interruzione del ritiro delle eccedenze da parte dell'Enel, comunicata ai produttori interessati in data 23 luglio 1997, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva con la delibera del 31 luglio, n. 79/97.

Nei mesi di agosto e settembre sono pervenute all'Autorità più di trenta memorie scritte da parte dei soggetti direttamente interessati; nelle prossime settimane l'Autorità procederà a consultare in audizioni speciali i rappresentanti delle parti in conseguenza dell'apertura dell'istruttoria formale.

Per chiarire l'effetto dell'interruzione del ritiro da parte dell'Enel delle eccedenze, occorre considerare che, anche in presenza di una domanda crescente dei consumi elettrici nazionali ad un tasso previsto del 2-2,5% medio annuo, la disponibilità di impianti di generazione per il prossimo quinquennio è tale da garantire la copertura della domanda, con una quota di riserva superiore a quella considerata fisiologica per il sistema. In particolare, l'Enel ha dichiarato di trovarsi in una situazione di sovracapacità produttiva che permarrà nel prossimo quinquennio.

Per dare soluzione al problema delle eccedenze, l'Autorità ha allo studio un provvedimento che tenga conto sia dei criteri precedentemente esposti relativamente al processo di inglobamento e razionalizzazione dei prezzi avviato con la delibera n. 70/97 sia in prospettiva dell'art. 5 dello schema di regolamento proposto dal Presidente del Consiglio dei Ministri per la "semplificazione dei procedimenti di autorizzazione alla costruzione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia che utilizzano fonti convenzionali". Tale norma, ove il regolamento fosse approvato, consentirebbe ai produttori di cedere le loro eccedenze di energia elettrica ai soggetti terzi.

Nell'attesa si impone l'esigenza di dare una nuova definizione ai prezzi di cessione che dovrà, comunque, salvaguardare gli obiettivi di incentivazione della produzione da fonti rinnovabili senza penalizzare gli utenti finali e al tempo stesso rimuovere le inefficienze nel sistema della generazione di energia elettrica.

L'Autorità nel procedere alla definizione dei prezzi di cessione si ispirerà a tre criteri di base.

In primo luogo si dovrà tenere conto delle condizioni di dichiarata sovracapacità produttiva dell'Enel. Secondariamente si dovrà far riferimento al diverso apporto dato alla tutela dell'ambiente dalle fonti rinnovabili e da quelle assimilate. Da ultimo, si dovrà riflettere circa il mantenimento della distinzione tra cessione delle eccedenze in ore piene e in ore vuote.

Concludendo, desideriamo sottolineare come la questione delle eccedenze sia strettamente connessa al processo di liberalizzazione del mercato elettrico: il nostro parere è che il provvedimento dell'Autorità potrebbe costituire un primo passaggio nell'ambito di tale processo di apertura.

In prospettiva deve essere assicurata la facoltà per il produttore di vendere le eccedenze a qualsiasi produttore-distributore o ad altro acquirente, coerentemente con la futura legislazione del mercato elettrico. Non contrasta con tale ipotesi una funzione dell'Enel quale acquirente di ultima istanza ad un prezzo prefissato in via amministrativa con relazione al costo evitato: ciò garantirebbe l'impiego efficiente delle eccedenze anche qualora non sussistessero le condizioni per la loro vendita a soggetti diversi dall'Enel.

5. VERSO NUOVI ASSETTI DI MERCATO: SEPARAZIONE CONTABILE, ACCORDI TRA ENEL E ALTRI SOGGETTI

Una profonda trasformazione nei modelli organizzativi del settore elettrico è oggi in atto su scala mondiale. Per quanto riguarda l'Europa, con la direttiva n. 96/92/CE sul mercato elettrico che l'Italia è chiamata a recepire entro il gennaio 1999, si è avviata irreversibilmente una doppia transizione da un sistema nazionale ad un sistema europeo, e da una situazione di monopolio pubblico ad un assetto di mercato. La direttiva rende possibile, e in certa misura impone, l'introduzione di un regime competitivo nell'offerta del servizio elettrico. Alla promozione della concorrenza nel settore elettrico fa iniziale ed esplicito richiamo la legge 14 novembre 1995, n. 481, che istituisce l'Autorità.

La transizione verso il mercato richiede interventi sia sulla struttura del settore sia sulla regolamentazione tariffaria. A quest'ultima si accenna più avanti. Le politiche relative all'assetto del settore sono di competenza del Governo; all'Autorità è, peraltro, riconosciuta una fondamentale funzione consultiva.

In occasione della sottoscrizione di un memorandum d'intesa tra l'Eni e l'Enel per la costituzione di una società operante sul futuro mercato libero della fornitura di energia elettrica si è manifestata la tendenza degli operatori ad anticipare gli esiti del processo di liberalizzazione del settore elettrico. Al termine di un'istruttoria conoscitiva l'Autorità ha individuato alcuni aspetti problematici dell'operazione. In primo luogo la dimensione dell'iniziativa, in rapporto alla presumibile dimensione del mercato libero nazionale, specialmente se esso venisse aperto nella misura minima prevista dalla direttiva europea, desta preoccupazioni per la possibile formazione di una posizione dominante sul mercato stesso. In secondo luogo l'operatore dominante sul mercato libero (l'Enel attraverso la società congiunta) coinciderebbe con l'operatore dominante sul mercato vincolato. Infine, il trasferimento degli impianti di generazione più efficienti dell'Enel alla società operante sul mercato libero potrebbe comportare un aggravio dell'onere tariffario sul mercato "vincolato".

Una forma di intervento meno radicale della separazione proprietaria tra imprese operanti in attività diverse del settore elettrico è l'imposizione della separazione contabile e amministrativa ("unbundling"), che viene imposta dalla direttiva europea agli operatori del settore. La separazione contabile è un supporto imprescindibile per l'articolazione verticale della regolamentazione tariffaria. Al riguardo, l'Autorità sta avviando il procedimento per l'elaborazione delle norme di attuazione della separazione contabile e amministrativa dei soggetti esercenti il servizio nel settore elettrico.

6. LE LINEE DEL NUOVO SISTEMA TARIFFARIO

La transizione verso il mercato presenta quattro principali implicazioni per il sistema tariffario.

Essa richiede innanzitutto un sistema di regolamentazione tariffaria verticalmente separato. Anche il più spinto processo di liberalizzazione non può infatti eliminare la natura di monopolio naturale di alcune attività del settore elettrico, e quindi

l'opportunità che esse siano svolte da un unico soggetto. Di conseguenza è cruciale prevenire travasi di reddito all'interno di imprese che svolgano sia attività in regime di monopolio sia attività in regime competitivo, aventi per scopo o come effetto l'estensione del potere di mercato nelle fasi inevitabilmente monopolistiche a quelle organizzate competitivamente. Una logica analoga è peraltro alla base della separazione orizzontale tra attività elettriche e non elettriche, tale da prevenire che profitti ricavati dal servizio elettrico siano trasferiti con finalità, o effetti anticompetitivi, ad altre attività.

Nel caso del settore elettrico la separazione "verticale" riguarda la fase della generazione (che può essere organizzata in regime di concorrenza), quella della trasmissione (dove il monopolio naturale deriva dall'unicità della rete e dove quindi si pone la necessità che il gestore della rete consenta l'accesso ad essa da parte dei vari operatori su basi eque) ed, infine, quella della distribuzione. In realtà il confine tra la rete di trasmissione, ad alta e altissima tensione, e la rete di distribuzione, a media e bassa tensione, non è netto, esistendo attività, e quindi ricavi, attribuibili all'una o all'altra convenzionalmente. E' inoltre chiaro che la stessa rete di distribuzione si configura come un caso di monopolio naturale, non essendo economicamente duplicabile: è quindi logicamente corretto distinguere ulteriormente tra l'attività di distribuzione, che è del tutto analoga alla trasmissione, e l'attività di vendita, che può essere invece effettuata da vari operatori in concorrenza purchè tutti abbiano accesso alla rete, sia nella fase di trasmissione che in quella di distribuzione.

La seconda caratteristica essenziale di un nuovo sistema tariffario è la sua capacità di promuovere il mercato. Ciò significa cedere il passo al mercato laddove esso si presenta funzionante. La fissazione in via amministrativa dei prezzi deve essere utilizzata con la consapevolezza che in questo caso si impongono costi in termini di rigidità e si limita l'iniziativa imprenditoriale la quale, invece, quando ben orientata, produce importanti vantaggi per il consumatore.

Per questo motivo deve essere apprezzata la decisione del legislatore, che ha inteso la tariffa fissata in sede amministrativa come un prezzo massimo (art. 2, comma 17 della legge n. 481/1995), consentendo così che anche quando l'imperfezione del mercato e l'esistenza di motivazioni sociali consigliano un regime di tariffa

amministrata, l'iniziativa imprenditoriale abbia uno spazio per esprimersi offrendo ai consumatori una varietà di opzioni che possono adattarsi ai diversi profili del consumo.

La coesistenza di transazioni a prezzi regolati e transazioni a prezzi liberamente concordati dalle parti può richiedere soluzioni di ingegneria istituzionale molto complesse e innovative nella fase di generazione. Fino a quando non sarà sviluppata effettiva concorrenza tra gli operatori, il sistema regolatorio dovrà conciliare la presenza di un generatore dominante, il cui potere di mercato va controllato attraverso la fissazione di tetti ai ricavi unitari, con la possibilità che generatori indipendenti entrino sul mercato. La regolamentazione dell'operatore dominante non deve quindi interferire con la formazione di segnali di prezzo tali da indurre l'entrata di operatori più efficienti e disincentivare quella di operatori meno efficienti di quelli esistenti.

Come si è già accennato l'accesso alle reti a condizioni non discriminatorie è un requisito imprescindibile per lo sviluppo di un'effettiva concorrenza nella generazione e nella vendita. La fissazione delle condizioni di accesso alla rete è uno dei compiti più delicati che si pongono nell'organizzare un sistema elettrico. Il suo riflesso principale sul sistema tariffario è costituito dalla tariffa di vettoriamento.

In terzo luogo la tariffa deve essere costruita in modo da incentivare gli operatori a perseguire la massima efficienza. Ciò comporta un rovesciamento totale del criterio tipico delle tariffe riferite ai servizi prestati dalla pubblica amministrazione, che è la copertura dei costi sostenuti. La garanzia di copertura dei costi "a piè di lista" è incompatibile con un orientamento all'efficienza, e non serve né a promuovere né a sostituire il mercato.

Certamente deve essere prevista la copertura dei costi complessivi per l'operatore efficiente, ma il meccanismo tariffario deve riconoscere la responsabilità dell'impresa e promuovere il suo interesse a introdurre miglioramenti.

Quarta ed ultima caratteristica di una tariffa adeguata alla transizione verso il mercato è la sua capacità di dare agli utenti un segnale corretto sul costo del servizio che acquistano. La tariffa dovrà quindi tendenzialmente differenziarsi a seconda del livello di tensione o di altre caratteristiche piuttosto che delle caratteristiche settoriali del soggetto utilizzatore. Le agevolazioni tariffarie dovranno essere sottoposte a severa revisione e in genere eliminate, assicurando un'adeguata transizione. Livelli minimi di

qualità del servizio dovranno essere definiti per ciascuna classe di fornitura.

A questi principi si ispira il lavoro che l'Autorità sta svolgendo per arrivare al nuovo sistema tariffario. Si tratta di un lavoro assai complesso in quanto l'acquisizione di una buona conoscenza dei costi non si pone più al livello del complesso delle attività dell'Enel, come nel passato, ma a livello delle singole fasi della filiera elettrica, sia per l'Enel sia per gli altri operatori.

Un documento di criteri generali per la riforma dell'ordinamento tariffario è stato sottoposto lo scorso mese di giugno agli operatori del settore e alle associazioni dei consumatori, dei lavoratori e delle imprese, nonché alle associazioni ambientaliste. Tenendo conto delle osservazioni ricevute, è in fase di avanzata predisposizione un secondo documento contenente proposte tecnicamente molto sviluppate e che sarà oggetto di ampia consultazione.

7. CONCLUSIONE

L'Autorità sta lavorando in queste direzioni e con queste priorità per trasformare il servizio elettrico nazionale, per renderlo più efficiente, per tutelare i consumatori e gli interessi del Paese anche in una prospettiva di apertura dei mercati e di integrazione europea.

Vi ringraziamo dell'attenzione che ci avete dedicato e siamo a vostra disposizione per chiarire gli aspetti che nella nostra relazione sono stati omessi o presentati in modo sommario.

Destinazione delle variazioni tariffarie all'1/7/1997

(valori al netto delle imposte)

	Vecchio meccanismo in vigore fino al 30/6/1997 (Lit/kWh)	Deliberazione n.70/97 (Lit/kWh)
• Onere termico/conto costi energia (parte B)	+9,10	+3,01
• Ripianamento conto Onere termico (A1)	--	+0,20
• Maggiorazione straordinaria oneri nucleari (A2)	--	-7,80
• Fonti rinnovabili (A3)	+4,30	+3,50
Effetto totale	+13,40	-1,09

*Nota: la componente fissa della tariffa
non ha subito alcuna variazione*

Variazioni tariffarie introdotte dalla Deliberazione n.70/97 dell'Autorità

	Variazione media unitaria (Lit/kWh)	Mld Lire su base annua
Usi domestici:		
• fino a 3 kW, entro 150 kWh	-0,6	- 12
• oltre	-1,7	- 50
Usi agricoli	-1,3	- 4
Piccole industrie (BT) e commercio	-1,3	- 54
Media industria e grande terziario (MT)	-1,0	- 70
Grande industria (AT)	-0,9	- 40
<i>Totale</i>	<i>-1,09</i>	<i>-230</i>

Effetti della Deliberazione n.70/97

Aliquote medie (Lit/kWh)

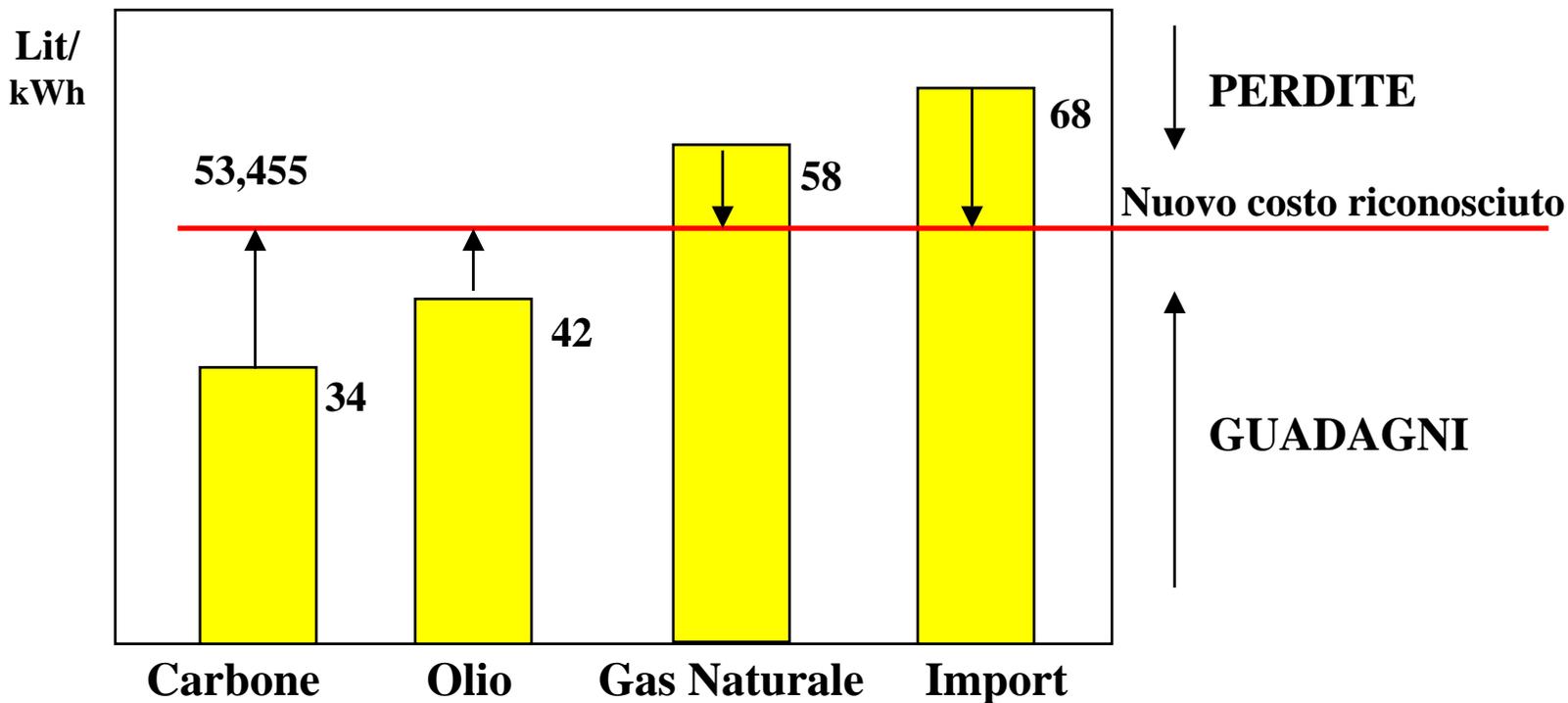
	Prima della Deliberazione n.70/97	Dopo la Deliberazione n.70/97
Imposta fabbricazione oli	2,3	44,4 Parte B
Sovrapprezzo termico ordinario	48,1	15,4 A3 (costo evitato combustibile ed incentivi nuovi impianti)
Nuovi impianti (1)	2,9	
Ripianamento conto onere termico	4,6	4,8 A1
Oneri nucleari (2)	9,2	1,4 A2
Media	67,2	-1,09 66,1 Media

1) Per energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili ed assimilate

2) Compresa maggiorazione straordinaria art.33, comma 1, legge n. 9/91, per la parte necessaria alla copertura delle minori entrate per lo Stato

Effetti della Deliberazione n.70/97 dell'Autorità assunta il 26/6/1997 sui costi riconosciuti di combustibile

Dati riferiti al IV bimestre (luglio-agosto)



— Nuovo costo riconosciuto alla energia termoelettrica

■ Stime del contributo riconosciuto ai diversi combustibili secondo la normativa precedente

Nuovi contributi al “conto costi energia” per Enel

FONTI	MILIARDI DI LIRE PER IL II SEMESTRE 1997
<input type="checkbox"/> Import	- 263
<input type="checkbox"/> Gas naturale	- 64
<input type="checkbox"/> Olio (*)	+ 21
<input type="checkbox"/> Carbone	+ 223
Totale	- 83

(*) *Compresa imposta fabbricazione oli*

Confronto riassuntivo tra il nuovo metodo di calcolo del costo riconosciuto dell'energia ed il vecchio meccanismo (base annua)

- **Deliberazione n.70/97**

-1,09 Lit/kWh

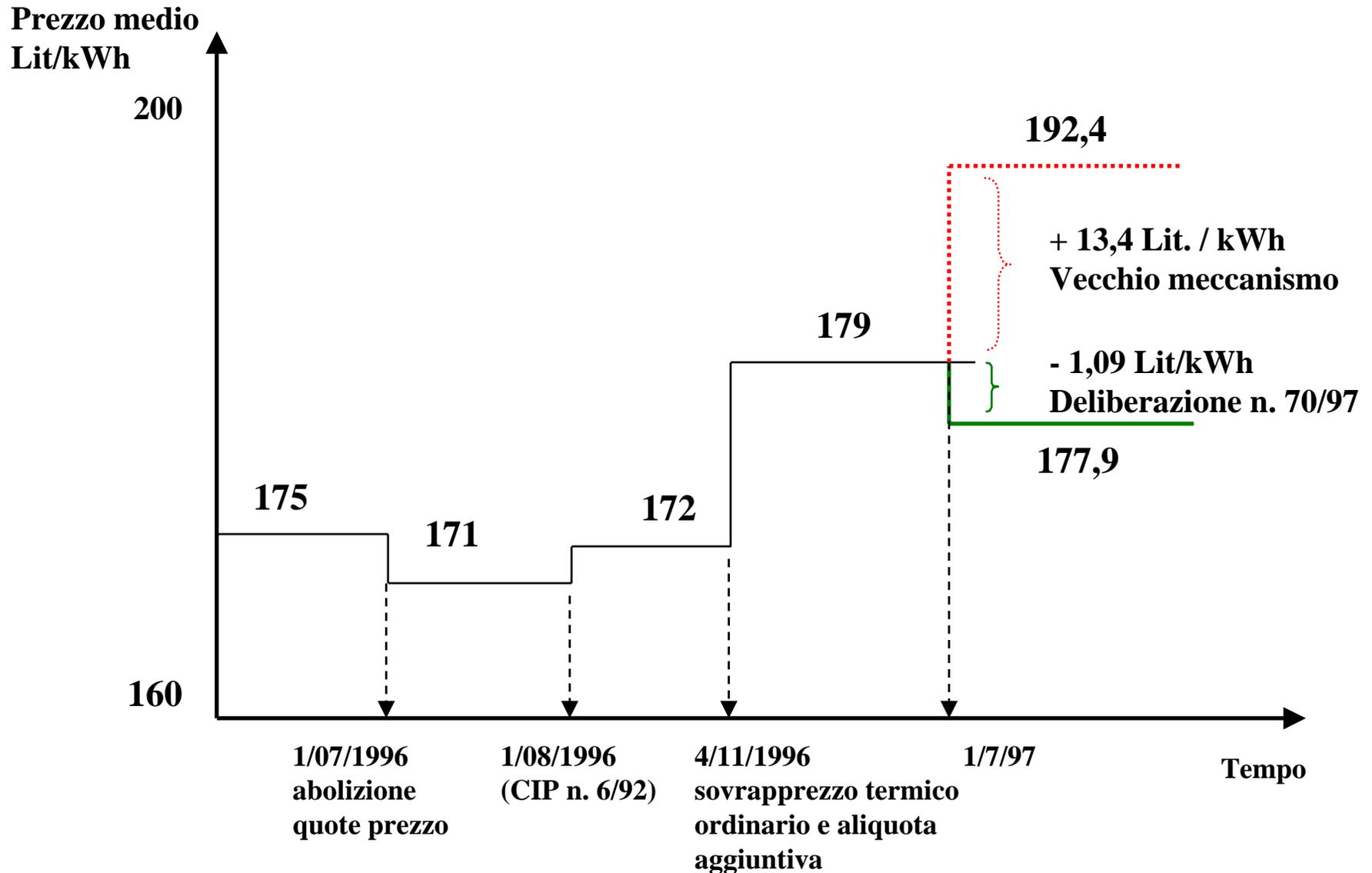
-230 Miliardi di Lire

- **Vecchio meccanismo**

+13,4 Lit/kWh

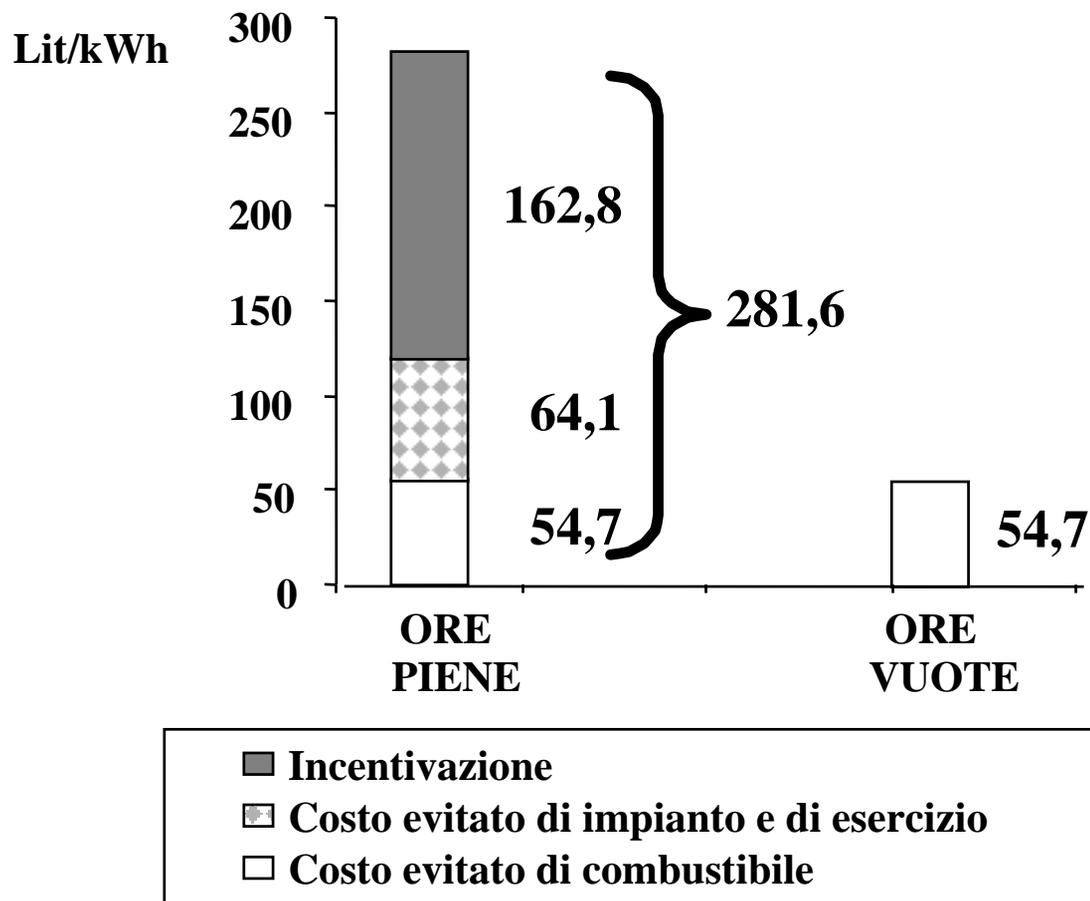
+1.300 Miliardi di Lire

Adeguamenti tariffari 1996 - 1997



Prezzo di cessione delle eccedenze di energia elettrica

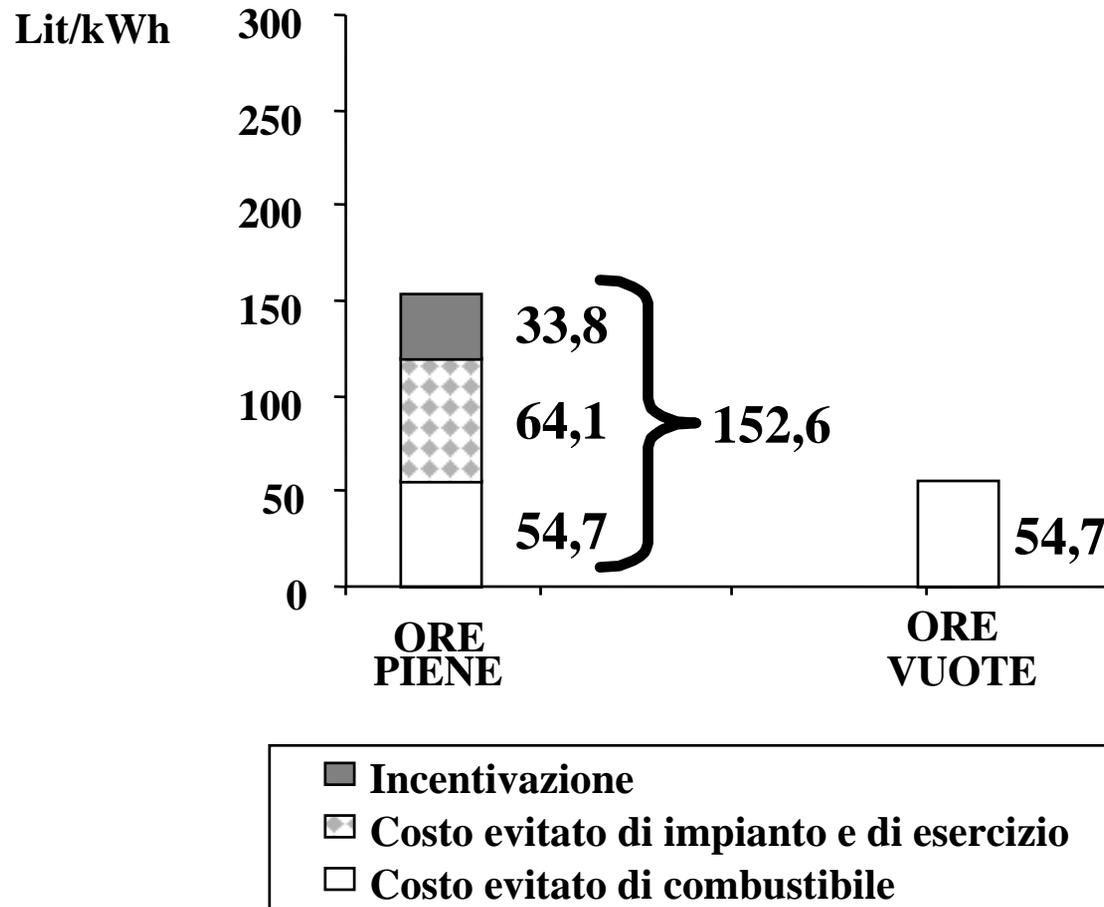
A. NUOVA PRODUZIONE DA FONTE RINNOVABILE (*)



(*) Caso di impianto idroelettrico >3MW con regolarità di cessione pari a 0,8

Prezzo di cessione delle eccedenze di energia elettrica

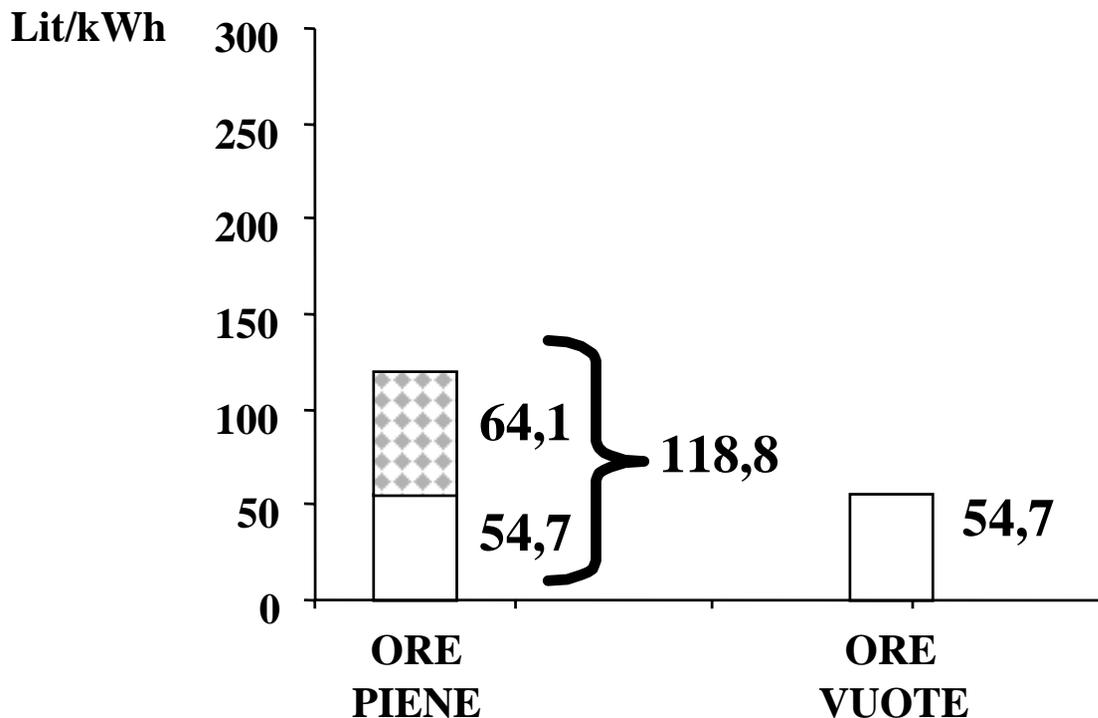
B. NUOVA PRODUZIONE DA FONTE ASSIMILATA (*)



(*) Caso di impianto di cogenerazione con indice energetico $0,51 < I_{en} < 0,60$ e con regolarità di cessione pari a 0,8

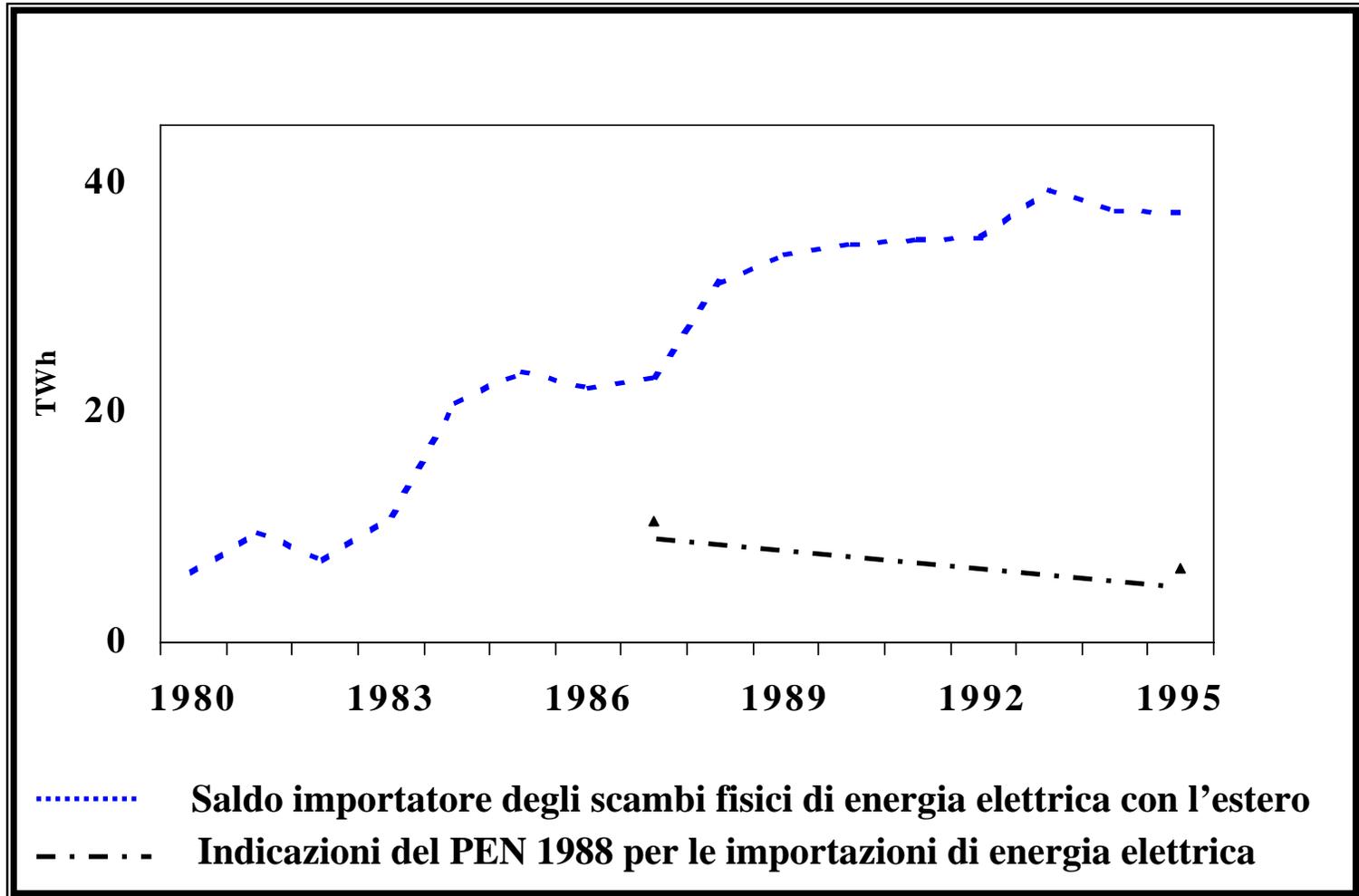
Prezzo di cessione delle eccedenze di energia elettrica

C. PRODUZIONE ESISTENTE (*)

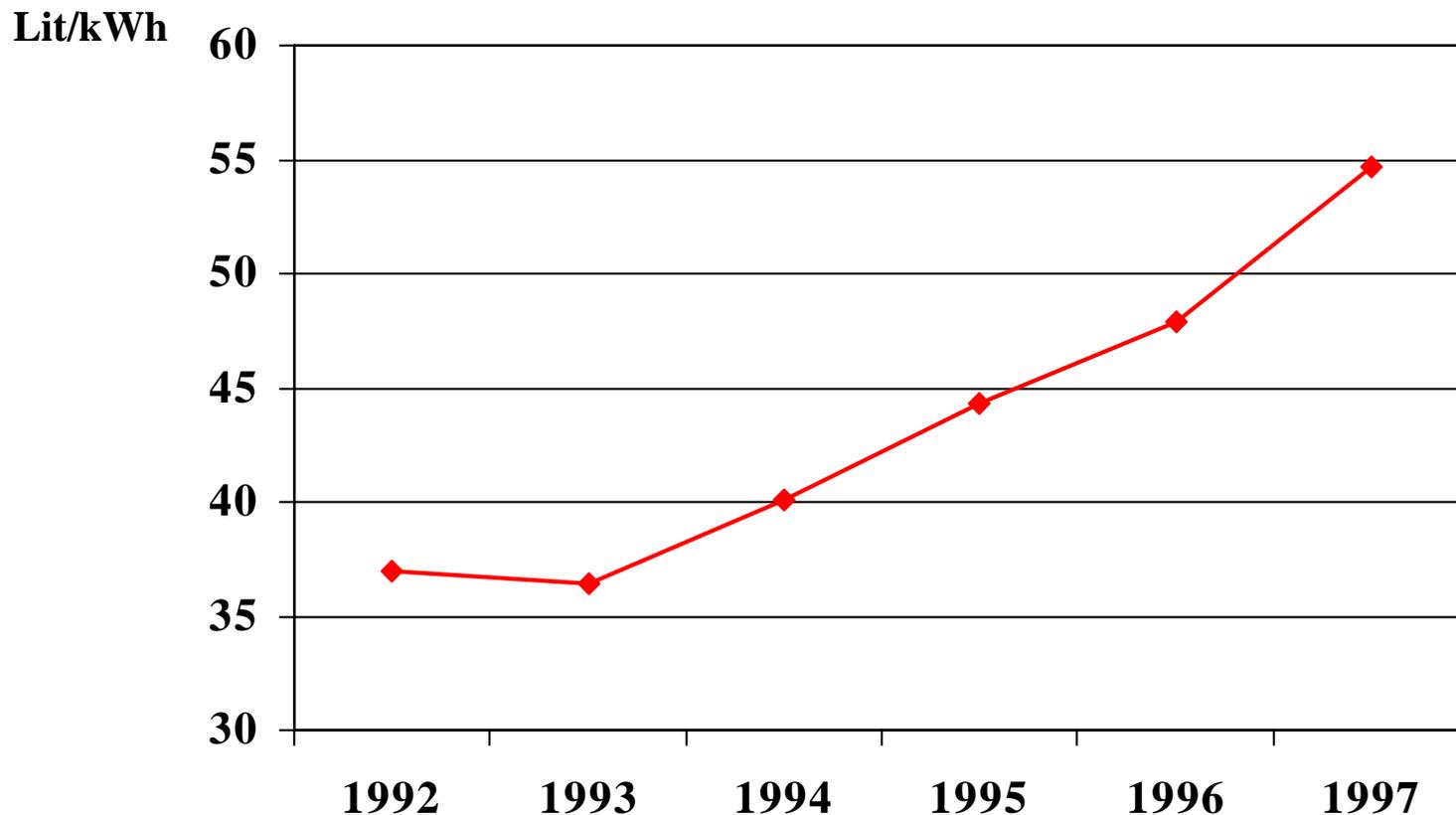


(*) Caso di impianto con regolarità di cessione pari a 0,8

Confronto importazioni di energia elettrica con indicazioni del PEN 1988



Andamento della componente costo evitato di combustibile (aggiornamento in base al prezzo del gas naturale per la produzione di energia elettrica - accordo Snam - Confindustria)



Incremento 1992-1997: + 47,8%

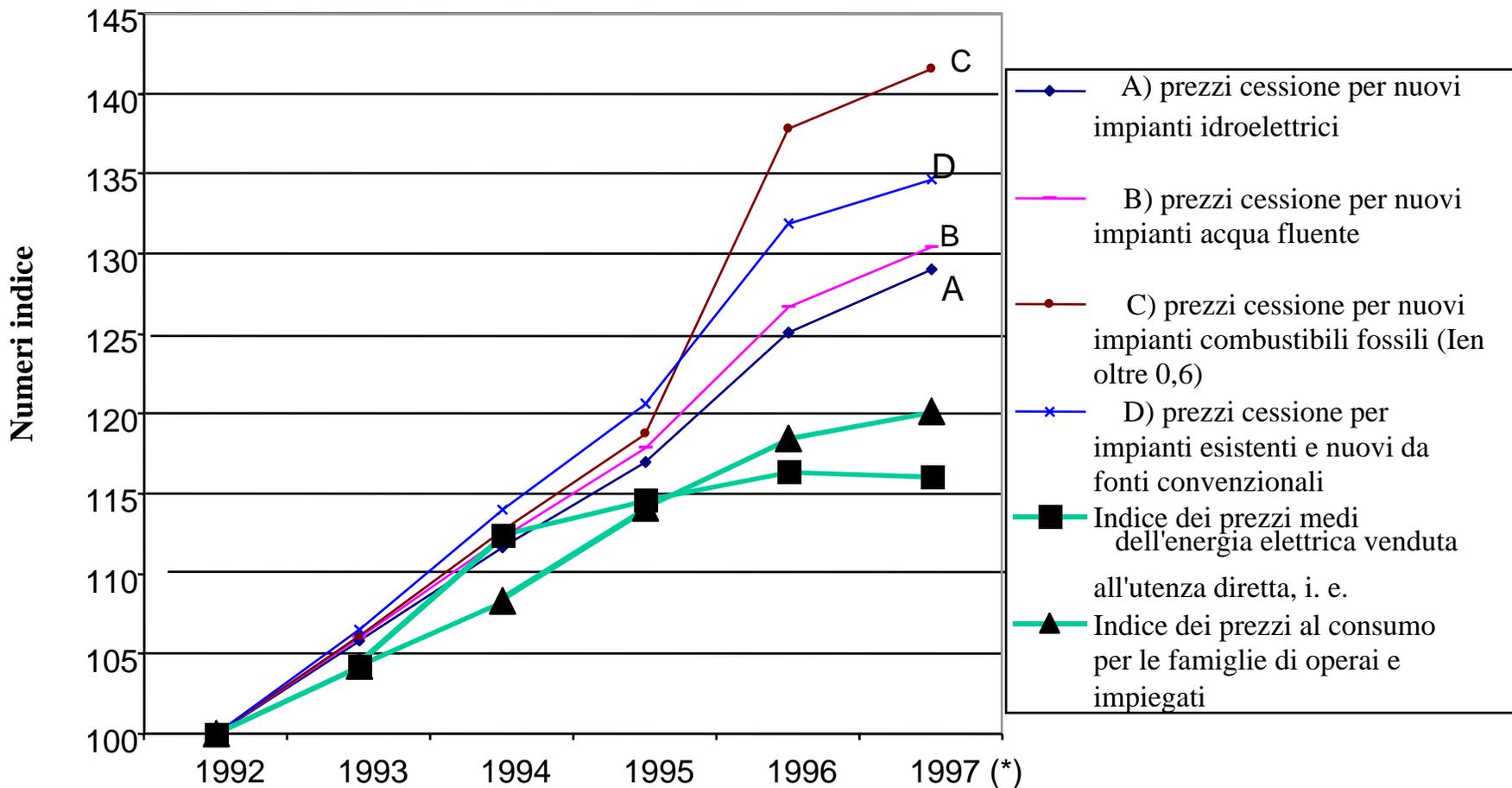
Nota: valori di acconto

Elenco principali produttori di eccedenze di energia elettrica

- Anno 1996 -

PRODUTTORI	TIPO DI IMPIANTI	ENERGIA	%
AUTOPRODUTTORI			
		(GWh)	
Edison Termoelettrica S.p.A.	Termica assimilata	1.062	22,3
Edison S.p.A. (idroelettrica)	Idrica	842	17,7
Sondel Società Nordelettrica	Idrica	358	7,5
Agip Petroli S.p.A.	Termica assimilata	290	6,1
Frene	Termica assimilata	290	6,1
Enichem Fibre S.p.A.	Termica assimilata	275	5,8
Caffaro S.p.A	Idrica	187	3,9
Ilva	Termica assimilata	153	3,2
Cartiere Burgo	Termica assimilata	127	2,7
Italcementi	Termica convenzionale	44	0,9
PRODUTTORI-DISTRIBUTORI			
A. E. C. Bolzano e Merano	Idrica	34	0,7
A.E.C.M. Primiero	Idrica	21	0,4
Cooperativa Agricola Forza e Luce (Aosta)	Idrica	20	0,4
Altri piccoli distributori	Idrica	65	1,4
ALTRI PRODUTTORI (n. 750 impianti ca.)		995	21,0
Totale eccedenze		4.763	100

Confronto indici prezzi di cessione eccedenze per tipo di impianto (ore piene con $R = 0,8$), prezzo dell'energia all'utenza e prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati



(*) Valori di acconto