



FEDERCONSUMATORI

FEDERAZIONE NAZIONALE CONSUMATORI E UTENTI
Aderente alla Confederazione Consumatori Utenti



“Il Ruolo dell’Acquirente Unico nel Processo di Liberalizzazione del Sistema Energetico”

Tutele e Benefici per i Piccoli Consumatori - Utenti



FEDERCONSUMATORI

FEDERAZIONE NAZIONALE CONSUMATORI E UTENTI
Aderente alla Confederazione Consumatori Utenti

**IL RUOLO DELL'ACQUIRENTE UNICO
NEL PROCESSO DI LIBERALIZZAZIONE
DEL SISTEMA ENERGETICO.**

TUTELE E BENEFICI PER I PICCOLI CONSUMATORI-UTENTI.

- **Dott.ssa** MANUELA COLELLA
Responsabile ricerca e analisi legale e istituzionale
- **Dott.** GIUSEPPE COLELLA
Ricerca e analisi tecnica ed economica

- *Coordinamento redazione* TIZIANA DANESE

Realizzato con il contributo di



INDICE

1. L'oggetto del progetto-ricerca	Pag. 7
1.1 Il rapporto Mandil, il servizio pubblico e l'Acquirente Unico	» 7
1.2 L'Acquirente Unico previsto dalla Direttiva 96/92/CE e l'omonimo soggetto italiano	» 8
1.3 Delimitazione e finalizzazione dell'attività di ricerca	» 9
2. Il settore elettrico nel mercato interno europeo 1988-1995	» 10
2.1 Le iniziative della Commissione	» 11
2.2 La proposta di direttiva del febbraio 1992	» 12
2.3 Gli emendamenti del Parlamento Europeo	» 12
2.4 La nuova proposta di direttiva del dicembre 1993	» 13
2.5 I due modelli di riferimento: l'Acquirente Unico (AU) e l'Accesso dei terzi alle reti (TPA)	» 13
2.6 Le conclusioni del Consiglio Energia del 29.11.1994	» 15
2.7 La posizione della Commissione del marzo 1995	» 16
2.8 Coesistenza ed equivalenza dei due sistemi	» 16
2.9 Le conclusioni del Consiglio Energia del giugno 1995	» 17
2.10 La proposta della Presidenza Spagnola	» 18
2.11 Le conclusioni del Consiglio Energia del dicembre 1995	» 18
3. L'emananda Direttiva – I nodi a giugno 1996	» 19
3.1 Cos'è l'Acquirente Unico	» 20
3.2 AU – distributori e venditori	» 21
3.3 Chi può comperare liberamente?	» 21
3.4 Conclusioni	» 21
4. L'approvazione della Direttiva	» 22
5. L'attività della Commissione Carpi	» 23
5.1 Principi fondamentali per il nuovo assetto del sistema elettrico	» 24
5.2 Acquirente Unico	» 24
5.2.1 Identificazione dell'AU	» 24
5.2.2 Vendita ai clienti liberi	» 25
5.2.3 Svolgimento delle gare	» 25
5.2.4 Contratti di acquisto	» 25
5.2.5 Riacquisto da parte dell'AU dell'energia acquistata dai clienti liberi	» 25
6. Le scelte di fondo per una transizione condivisa – Il commento di De Paoli	» 25
6.1 Perché l'Acquirente Unico	» 26
6.2 La storia	» 26

7. Il Parlamento recepisce la direttiva con la “Legge comunitaria 1995-97: l’articolo 36”	Pag.	27
8. Il dibattito per una liberalizzazione che medi gli interessi	»	28
8.1 La tesi di Vaciago-Campidoglio	»	28
8.2 La posizione di Margheri	»	28
8.3 La voce dei consumatori	»	31
8.4 Le valutazioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas	»	40
9. Approvato lo schema del decreto legislativo	»	41
9.1 Schema di lettura – Ufficio studi Camera dei Deputati e Senato	»	41
9.2 Il Parere dell’Antitrust	»	45
9.3 Le osservazioni dell’Autorità dell’energia elettrica e il gas	»	46
9.4 Il punto di vista dei consumatori	»	48
9.5 Le tesi dei sindacati	»	51
9.6 Le posizioni di UNAPACE	»	52
9.7 Le proposte di Federelettrica	»	52
9.8 I pareri delle Commissioni Attività Produttive ed Industria di Camera e Senato ..	»	53
9.8.1 Il parere della Camera	»	53
9.8.2 Il parere del Senato	»	54
10. Il testo definitivo del D. lgs. 79/99 del 16.03.99. Lo scadenario essenziale	»	55
11. Il nuovo assetto del settore elettrico	»	62
12. Gli obblighi di servizio pubblico	»	66
13. Nasce l’Acquirente Unico: col congelamento dell’attività inizia il ridimensionamento del ruolo	»	68
13.1 L’Acquirente Unico dalla costituzione all’assunzione del ruolo di garante degli utenti vincolati	»	68
13.2 La Federconsumatori e l’Acquirente Unico	»	71
14. Le iniziative di autopromozione dell’Acquirente Unico	»	73
14.1 Il Convegno di AU del marzo 2003	»	73
14.2 L’AU nel convegno della Fondazione Einaudi	»	75
15. La crisi elettrica del 2003 fa sentire l’assenza dell’Acquirente Unico	»	78
15.1 I mini distacchi del 12 giugno	»	78
15.2 Le interruzioni della fornitura dell’estate 2003	»	79
15.3 La gestione delle emergenze	»	82
15.4 A proposito dell’obbligo a produrre	»	83
15.5 La problematica della riserva operativa	»	85
16. Nasce la borsa elettrica	»	87
16.1 Funzionamento e organizzazione di un sistema elettrico	»	87
16.1.1 Vincoli tecnici di funzionamento dei sistemi elettrici	»	87
16.1.2 Gestione del sistema elettrico	»	88

16.2	Finalità e funzionamento del mercato elettrico	Pag. 89
16.2.1	Risoluzione dei problemi di realizzabilità del mercato fisico	» 90
16.2.2	Zone geografiche e virtuali	» 90
16.2.3	Punti di offerta	» 90
16.2.4	Prezzi orari e mercato di aggiustamento	» 90
16.2.5	Organizzazione e funzionamento del mercato elettrico	» 91
16.3	Il ruolo del GRTN e il funzionamento fisico del mercato	» 91
16.3.1	Risorse necessarie all'attività di dispacciamento	» 91
16.3.2	Servizio di riserva primaria	» 92
16.3.3	Servizio di riserva secondaria	» 92
16.3.4	Servizio di riserva terziaria	» 92
16.3.5	Servizio di interrompibilità del carico	» 93
16.4	Misure per favorire il mercato	» 93
16.4.1	Elevazione limiti di transito	» 93
16.4.2	Produzione CIP6	» 93
16.4.3	Informazioni per la trasparenza del mercato	» 93
16.5	Gestione delle indisponibilità programmate	» 94
16.5.1	Piani annuali	» 94
16.5.2	Revisioni trimestrale, settimanale, giornaliera	» 94
16.5.3	Piani di indisponibilità delle reti	» 94
16.6	Misure a garanzia del mercato e del sistema	» 94
16.6.1	Verifiche di sicurezza del sistema elettrico con orizzonte settimanale	» 94
16.6.2	Piano di emergenza per la sicurezza del sistema elettrico (PESSE)	» 95
16.6.3	Verifica di compatibilità degli scioperi degli impianti di produzione	» 95
16.7	Norme transitorie per l'avvio del mercato	» 95
16.7.1	Lo STOVE	» 95
16.7.2	Le offerte integrative del GRTN	» 95
16.7.3	La partecipazione alla sessione del mercato	» 95
16.7.4	Operatori	» 95
16.7.5	Offerte	» 96
16.7.6	Controlli sulle offerte	» 96
16.7.7	Accettazione delle offerte	» 96
16.7.8	Comunicazione e pubblicazione degli esiti	» 97
16.8	Contenuti specifici del MGP	» 97
16.8.1	Informazioni preliminari	» 97
16.8.2	Tipi di offerte ammesse	» 97
16.8.3	Modalità e valorizzazione delle offerte accettate	» 97
16.8.4	Formazione del prezzo unico al consumo	» 98
16.9	Particolarità del MA	» 98
16.9.1	Accettazione delle offerte	» 98
16.10	Mercato del servizio di dispacciamento	» 98
16.10.1	Accettazione delle offerte	» 99
17.	Il 2004 un avvio difficile per l'AU, una borsa senza domanda attiva, le preoccupazioni dei consumatori per i picchi dei prezzi	» 102
18.	La legge 239/04 anticipa parte della nuova Direttiva sul mercato elettrico: prevista la fine dell'Acquirente Unico e la nascita dell'Acquirente di ultima istanza	» 104
19.	L'AU arricchisce l'intervento nel 2005	» 106

20. Uno sguardo panoramico in Europa e nel mondo	Pag. 115
21. La tutela generale dei piccoli consumatori nel mercato liberalizzato	» 118
Considerazioni finali	» 120
Bibliografia	» 123

1. L'oggetto del progetto di ricerca

1.1 Il Rapporto Mandil, il servizio pubblico e l'Acquirente Unico

È stata indubbiamente la Francia il maggiore difensore della proprietà pubblica dell'industria elettrica, nella pluriennale battaglia per l'introduzione del mercato europeo. Posizione resa credibile, come da tutti riconosciuto, perché fondata sull'esperienza e la tradizione di imprese efficienti e sulla capacità dimostrata dallo Stato di svolgere con impegno critico il proprio ruolo.

È in tale solco che s'inserisce lo sforzo di riflessione propositiva che emerge dal rapporto commissionato dal Ministro dell'Industria Gerard Longuet ad un apposito gruppo di lavoro presieduto da Claude Mandil (attuale direttore generale dell'AIE- Agenzia Internazionale per l'Energia).

Il documento, noto come RAPPORTO MANDIL¹, sottolinea la necessità di un cambiamento del tradizionale assetto del settore, in ragione della necessaria internazionalizzazione del settore elettrico e della difesa della competitività delle industrie ad alta intensità energetica. Altrettanto imperativa è la necessità di non disperdere gli effetti positivi ed i vantaggi della gestione integrata dell'industria elettrica, compreso l'elevato grado della prestazione di servizio pubblico testimoniato dalla soddisfazione espressa dalle famiglie e dall'opinione pubblica in generale.

Infatti il RAPPORTO sostiene la necessità d'intervenire "Per lo sviluppo del servizio pubblico" (punto n.1) affermando: "Gli obiettivi di servizio pubblico identificati al punto 2.1 (continuità e sicurezza di approvvigionamento, servizio universale e obbligo di fornitura, parità di trattamento e preparazione) richiedono una gestione ottimale della rete di trasporto e distribuzione. Per essere pienamente in grado di rispondere in modo efficace a questi obblighi, questa gestione deve essere centralizzata al livello della rete di trasporto. Ciò è particolarmente vero per l'elettricità, energia non stoccabile, che necessita una chiamata dei mezzi di produzione – in funzione della domanda- in ordine di prezzi variabili crescenti (il "merit order") al fine di assicurare in permanenza l'adeguamento dell'offerta e della domanda e il movimento nel sistema elettrico nazionale e i sistemi vicini".

Per la missione di servizio pubblico da conferire alla rete e ai distributori il documento afferma:"

- la rete deve assicurare la continuità della fornitura a breve e a lungo termine. Inoltre deve soddisfare la domanda interna nelle migliori condizioni economiche possibili, sia sviluppando l'offerta di elettricità, sia sviluppando le azioni di governo della domanda;
- i distributori devono garantire l'universalità della diffusione dell'elettricità.

Essi devono anche rispondere ai bisogni d'energia dei consumatori, totalmente e minimizzando i costi globali e gli impatti sull'ambiente. Essa costituisce significativamente una fornitura di qualità dell'elettricità, ai prezzi più bassi e stabili possibili e le azioni di governo della domanda".

Nel richiamato punto 2.1 del RAPPORTO vengono descritti i contenuti di servizio pubblico con cui è stata assicurata la fornitura di elettricità e gas ai consumatori francesi.

In particolare, il servizio pubblico viene delineato in tre filoni d'intervento:

- 1) la continuità come sicurezza d'approvvigionamento;
- 2) il servizio universale;
- 3) l'uguaglianza di trattamento.

Il principio di continuità si traduce in tre esigenze particolari:"

- il fatto che l'energia non è stoccabile fa garantire l'alimentazione permanente della rete;
- necessità di assicurare la sicurezza di approvvigionamento a lungo termine, che implica una politica continua di investimenti;
- rispondere ad una esigenza prioritaria di qualità, particolarmente per i consumatori professionali".

¹ Rivista dell'economia delle fonti di energia e dell'ambiente, n. 1, 1994.

L'obbligo del servizio universale è "il risultato della combinazione, ad un certo stadio d'evoluzione della società, di due elementi: l'uno tecnico (la capacità di fornire un servizio a tutta la popolazione), l'altro politico-sociale (il carattere giudicato indispensabile d'un bene per la vita quotidiana). Al giorno d'oggi (n.d.r. nel 1993), l'obbligo di servizio universale (vale a dire l'obbligo di servire tutte le persone che lo chiedono sul territorio francese) esiste incontestabilmente – sebbene non scritto – per l'elettricità.

L'uguaglianza di trattamento conduce alla perequazione tariffaria. Sebbene essa non è contenuta nella legge del 1946 (n.d.r. istitutiva di EDF – Electricité de France), è un principio forte nella tradizione francese, ma la sua portata deve essere precisata. Esso non è in contraddizione con una politica commerciale attiva, destinata ad adattare l'offerta del servizio (ivi compreso il prezzo della prestazione) alle categorie di clienti. La perequazione legata ad un servizio pubblico è essenzialmente di carattere geografico: essa implica che all'interno di un perimetro di distribuzione, l'operatore interessato applica gli stessi prezzi ai clienti che sono in identiche situazioni".

Il gruppo di lavoro che ha elaborato il RAPPORTO ritiene che la grande rilevanza della missione di pubblico servizio che incombe sugli operatori impone l'esigenza di una sua definizione nei futuri testi legislativi e regolamentari.

In sintesi possiamo affermare che il punto nodale del contrasto tra il RAPPORTO MANDIL e la proposta della Commissione Europea è il giudizio circa i benefici economico-sociali derivanti dall'ipotizzato nuovo assetto del settore elettrico. In particolare dal RAPPORTO si deduce che il libero accesso dei terzi alle reti (ATR), assunto come cardine della riorganizzazione dell'intera industria elettrica, sarebbe:

- incompatibile con l'obbligo di fornitura;
- incompatibile con la perequazione tariffaria, salvo acrobazie amministrative;
- consentirebbe sovvenzioni incrociate a vantaggio dei consumatori liberi e quindi a detrimento di quelli vincolati.

Peraltro viene sottolineato anche che il nuovo assetto offre l'opportunità di:

- favorire gli investimenti con tempi di recupero brevi in controtendenza con l'esigenza di costi di produzione elevati;
- promuovere la crescita dei consumi e quindi minare le politiche di risparmio energetico.

Queste le ragioni essenziali, nel campo d'interesse del tema di questa ricerca, che portarono i rappresentanti del Governo Francese a formulare la puntuale proposta di consentire agli Stati Membri di scegliere tra il sistema dell'accesso dei terzi alla rete (ATR) negoziato o regolato ed il sistema incentrato sul nuovo soggetto definito Acquirente Unico.

1.2 L'Acquirente Unico previsto dalla Direttiva 96/92/CE e l'omonimo soggetto italiano

L'Acquirente Unico (AU) è delineato, nella Direttiva, come il soggetto del mercato elettrico definito (art.2): "la persona giuridica responsabile, nella rete in cui è stabilita, della gestione unificata della rete di trasmissione e/o dell'acquisto e della vendita centralizzati dell'energia elettrica " con le caratteristiche e le attribuzioni determinate negli articoli 15, 16 e 18 della Direttiva.

L'art.15 afferma che è compito di ogni singolo Stato designare l'AU e che lo stesso Stato deve emanare le disposizioni che garantiscano che l'AU sia gestito separatamente dalle attività di generazione e di distribuzione.

L'art.16 indica l'istituzione dell'AU come una delle modalità con cui può essere garantita la possibilità di immettere e/o prelevare energia elettrica da una rete di trasmissione e distribuzione a produttori e clienti idonei, ossia anche a soggetti non proprietari della rete.

Lo Stato che istituisce l' AU normalizza una modalità di monopolio legale e pertanto il transito

sulla rete di trasmissione o distribuzione dev'essere consentito e remunerato mediante una tariffa non discriminatoria, come definita dall'art. 18.

Lo stesso articolo afferma che lo Stato può esercitare la facoltà di imporre all'AU di acquistare l'energia elettrica oggetto di un contratto tra un cliente idoneo ed un produttore indipendente prevedendo anche l'obbligo per l'AU di pagare un prezzo pari al prezzo di vendita che egli stesso pratica ai clienti idonei, ovviamente, dedotto dalla tariffa per l'uso della rete.

Le previsioni della Direttiva 96/92/CE che regolano l'istituzione dell'AU sono state interpretate dal legislatore italiano come principi e modalità definite con la sola funzione di indicare le variabili praticabili per la transizione dai sistemi monopolistici verticalmente integrati ai sistemi concorrenziali con la libertà d'impresa. Infatti è chiara ed indiscutibile la intrinseca contraddizione di una normativa nata all'insegna dello slogan "basta ai monopoli legali" ed ispirata a criteri altamente liberisti che tuttavia consente con chiarezza l'istituzione di un nuovo tipo di monopolio legale con un abnorme potere di condizionamento di quel mercato introdotto nelle intere fasi della produzione, importazione ed esportazione e nella parte delle fasi di acquisto e vendita destinate ai clienti idonei ossia grandi consumatori e grossisti.

L'AU italiano, acquisito il diritto ad esistere in forza della Direttiva, viene delineato come il soggetto a cui lo Stato attribuisce la missione di assolvere a parte di quegli obblighi di interesse economico generale che il trattato CE consente di imporre ad imprese che operano nei settori di pubblica utilità.

Infatti il D.Lgs. 79/99 definisce l'AU come la società di proprietà pubblica che stipula e gestisce contratti di fornitura al fine di garantire ai clienti vincolati la disponibilità della capacità produttiva di energia elettrica necessaria e la fornitura di energia elettrica in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio nonché di parità di trattamento, anche tariffario.

1.3 Delimitazione e finalizzazione dell'attività di ricerca

Le coordinate della ricerca per la definizione del ruolo svolto e da svolgere dall'Acquirente Unico, voluto dal legislatore italiano, vanno quindi ricercate negli originari obiettivi di servizio pubblico e di interesse generale che, pur non evidenziati nella Direttiva, avevano ispirato la proposta avanzata dalla Francia nella fase di elaborazione della stessa. Obiettivi, ovviamente, da commisurare e temperare con le caratteristiche del sistema elettrico italiano, il "ruolo" attribuito all'elettricità nel panorama delle fonti energetiche del paese e, non ultimo, il contenuto di solidarietà sociale e universalità che il legislatore italiano ha attribuito all'elettricità anche nel nuovo sistema di regolazione previsto nella legge 481 del 1995, istitutiva della Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Si è ritenuto, quindi, utile adottare una griglia sintetica dei criteri classici di valorizzazione dell'elettricità per affidare ad essa la delimitazione oggettiva degli elementi e degli aspetti specifici su cui soffermare la nostra attenzione nella disanima dell'evoluzione regolamentare del settore elettrico.

La seguente tabella, "Classificazione degli utilizzatori di elettricità in base alle tipologie di partecipazione al mercato", consente di individuare le esigenze che ragionevolmente non potranno essere soddisfatte dalle normali leggi di mercato che presiedono l'acquisto di una merce o di una materia prima. Gli effetti indesiderati generati da tali eventi produrrebbero un aggravio di costi sul sistema industriale e su quello del welfare oltre che uno sbilanciamento dell'equilibrio degli interessi che il decisore politico deve rispettare in base al mandato elettorale. La necessità di prevedere norme particolari per disciplinare il mercato elettrico, anche limitando la diffusione capillare della concorrenza, emerge quando:

- 1) è elevato il numero degli utilizzatori coinvolti in tali eventi;
- 2) è considerevole la quantità di elettricità che dovrebbe essere destinata alla categoria tipologica da tutelare;
- 3) è elevata la casistica di irrinunciabilità dell'elettricità in attività destinate alla tutela della salute e della sicurezza dei cittadini.

Gli interventi del legislatore e/o del regolatore risolutori della problematica, se rispondenti al principio della tutela oggettiva e non discriminatoria che guida il governo della “cosa pubblica”, possono rientrare nella fattispecie di norme attuative delle nozioni di “interesse economico generale” e di “servizio pubblico essenziale”. L’attività di ricerca è stata delimitata e finalizzata da quanto esposto, per cui si è ritenuto necessario ricostruire l’evoluzione della sofferta elaborazione della Direttiva Europea, tenendo conto dei poteri che nel corso degli anni i singoli Stati Membri hanno delegato alle istituzioni comunitarie in applicazione dei trattati sottoscritti.

CLASSIFICAZIONE DEGLI UTILIZZATORI DI ELETTRICITA’ IN BASE ALLE TIPOLOGIE DI PARTECIPAZIONE AL MERCATO

TIPOLOGIA	CATEGORIE ESEMPLIFICATIVE
ELETTRICA	Forniture in altissima, alta, media e bassa tensione.
ENERGETICA	Grado di sostituibilità dell’elettricità con altre forme di energia: elevato, medio, basso, nessuno
UTILIZZAZIONE	Industria, Commercio, Servizi, Agricoltura, Illuminazione pubblica, Domestico
ECONOMICA	Grandi, medi e piccoli consumatori
TERRITORIALE	Forniture urbane, suburbane, in case sparse, in campagna
INDISPENSABILITA’	L’uso è altamente, mediamente, moderatamente rinunciabile, oppure irrinunciabile
MERCATO	Il mercato concorrenziale: non può essere presente, può essere poco presente, mediamente presente, integralmente presente

Nota: Elaborazione di G.Colella su contratti di fornitura e comportamenti disciplinati da norme e leggi italiane.

2. Il settore elettrico nel mercato interno europeo 1988-1995

L’Atto Unico Europeo del 28 febbraio 1986 impegnava i 12 Paesi della Comunità a pervenire entro il 1992 all’apertura dei mercati nazionali ed alla creazione di un “mercato interno”, inteso come spazio in cui la circolazione di persone, capitali, merci e servizi raggiungesse il massimo grado possibile di liberalizzazione.

Le istituzioni della CEE (Consiglio, Commissione, Parlamento, Comitato Economico e Sociale) avevano concordemente individuato i settori energetici, ed in particolare quello elettrico, come elementi di primaria importanza (e quindi irrinunciabili) per il raggiungimento di tale obiettivo.

Tuttavia, il Trattato di Maastricht per l’istituzione dell’Unione europea firmato il 7 febbraio 1992 (entrato in vigore il 1° novembre 1993) non contiene, come ci si aspettava, un capitolo “energia”.

2.1 Le iniziative della Commissione

La **Commissione** aveva predisposto nel 1988 un documento programmatico "Il Mercato Interno dell'Energia", come base progettuale per l'inserimento dei settori energetici nel mercato interno europeo. Tale documento, prendendo le mosse dalle decisioni del Consiglio europeo del 1986 sugli obiettivi di politica energetica, evidenziava innanzitutto la necessità di "**una migliore integrazione del mercato interno dell'energia, liberato da tutti gli ostacoli, al fine di aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento, di ridurre i costi e di rafforzare la competitività economica**".

Fra i mezzi indicati dalla Commissione per raggiungere gli obiettivi sopra richiamati, assumeva particolare rilevanza l'aumento degli scambi.

In un documento **dell'ottobre 1989** "L'espansione degli scambi intracomunitari di energia elettrica: un elemento fondamentale nella realizzazione del Mercato Interno dell'Energia", **la Commissione precisava quali sarebbero state le sue linee** di intervento per incrementare gli scambi e pervenire alla realizzazione del mercato interno dell'elettricità.

Esse sono così sintetizzabili:

- **Diritto di transito sulla rete interconnessa ad alta tensione**
- **Trasparenza dei prezzi dell'energia**
- **Concertazione degli investimenti a livello comunitario**
- **Accesso dei terzi alle reti di trasporto e distribuzione (T.P.A.)**

Le imprese elettriche sostennero che per confrontarsi, con pari opportunità di successo, nel mercato allargato europeo, era peraltro necessario che fossero loro assicurate condizioni operative sufficientemente omogenee. Di qui la necessità di pervenire nel più breve tempo possibile alla loro **armonizzazione**, superando o almeno attenuando le marcate differenze che il settore presentava da Paese a Paese.

Il 29 giugno 1990 il Consiglio CEE approvava una Direttiva sulla "trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica", come primo passo verso un successivo intervento sulla trasparenza dei costi delle forniture, volto ad accertare la corrispondenza fra costi e prezzi. L'obiettivo era di ampliare, interessando i grandi consumatori fino ad una potenza di 75 MW, la gamma delle forniture per le quali i prezzi sono resi di dominio pubblico, grazie alla pubblicazione sui bollettini comunitari. Tale Direttiva è stata recepita nella nostra legislazione con un Decreto del Ministro dell'Industria del 26 giugno 1992.

A seguito di numerosi incontri e discussioni nei quali furono principalmente coinvolti la Commissione, il Parlamento Europeo, il Comitato Economico e Sociale, i rappresentanti di grandi e piccoli consumatori e le imprese elettriche, il Consiglio delle Comunità europee, nella seduta **del 29 ottobre 1990, approvava la Direttiva concernente il transito dell'energia elettrica sulle grandi reti**. Tale direttiva, recepita dall'Italia con Decreto del Ministro dell'industria del 26 giugno 1992, ha già trovato in Europa applicazione pratica in un certo numero di casi.

In essa si prevede "l'obbligo di transito" dell'energia elettrica sulla rete europea interconnessa ad alta tensione. Le imprese che gestiscono tali reti nei vari paesi devono consentire, ad eque condizioni e senza compromettere la sicurezza del sistema interconnesso, il transito dell'energia scambiata fra imprese non limitrofe.

Nel periodo in cui la direttiva sui transiti procedeva lungo l'iter di approvazione, l'Accesso dei Terzi alle Reti (indicato con gli acronimi TPA in inglese e ATR in francese) continuava ad essere uno dei maggiori argomenti di controversia; le perplessità espresse dall'industria elettrica e dai piccoli consumatori furono recepite dal Parlamento e dal Consiglio Europeo, che sollecitarono la Commissione ad approfondire gli studi sulla eventuale introduzione nella Comunità del regime di TPA, prima di assumere qualsiasi decisione in merito.

Come previsto anche dal sopraccitato documento dell'ottobre 1989, furono istituiti per l'elettricità due Comitati consultivi, uno composto da rappresentanti degli Stati membri, l'altro da rappresentanti delle parti interessate (imprese elettriche, grandi utilizzatori, piccoli utenti). Le riunioni dei due Comitati si protrassero per tutto il 1990 e si pervenne alla redazione dei due rapporti finali resi noti nel maggio 1991.

Dal rapporto del primo Comitato (rappresentanti degli Stati) emersero forti perplessità, e quindi un avviso contrario all'accesso dei terzi alle reti, da parte della maggioranza dei partecipanti, per l'impatto negativo che avrebbe potuto avere sulla gestione e governabilità del sistema elettrico. Il secondo Comitato (rappresentanti delle parti interessate) evidenziò posizioni divergenti: i rappresentanti dei grandi consumatori si espressero in favore dell'accesso delle grandi industrie alle reti; quelli dei piccoli consumatori soprattutto richiesero che l'accesso dei grandi consumatori alle reti non comportasse, in campo tariffario, sovvenzioni incrociate a danno della piccola utenza, mentre la maggioranza dei rappresentanti delle imprese elettriche si dichiarò contraria all'accesso dei terzi alle reti, in quanto il TPA avrebbe provocato gravi inconvenienti, quali il decadimento della sicurezza degli approvvigionamenti e della qualità del servizio, incertezze nella programmazione degli investimenti, aumento delle perdite di energia, aumento dei costi globali del servizio, ecc.

2.2 La Proposta di direttiva del febbraio 1992

Nel febbraio del 1992, malgrado tali dissensi, la Commissione presentava una proposta di direttiva concernente le "Norme comuni per il mercato interno dell'elettricità".

Tale proposta si incentrava fondamentalmente su quattro punti: libertà di costruire impianti di produzione e linee di trasmissione; separazione gestionale delle attività di produzione, trasporto e distribuzione-vendita per le imprese verticalmente integrate; libero accesso dei terzi (in pratica grandi consumatori e imprese distributrici) alle reti; istituzione della figura "dell'esercente di rete" indipendente dalle altre attività esercitate dalle imprese elettriche.

Come era prevedibile, il nuovo assetto dell'industria elettrica europea proposto dalla Commissione (che si ispirava al sistema instaurato in Gran Bretagna nel 1990) incontrò la ferma opposizione di gran parte dei rappresentanti dell'industria elettrica europea per le sopra indicate prevedibili conseguenze negative sul sistema. La radicale trasformazione proposta dalla Commissione per il settore elettrico, avrebbe imposto, fra l'altro, notevoli modificazioni nella legislazione che regolava l'industria elettrica in quasi tutti i Paesi membri.

La proposta di direttiva veniva sottoposta al vaglio del Consiglio "Energia" della Comunità per ben tre volte nel corso del 1992. In ciascuna di queste occasioni il Consiglio esprimeva, nella sua maggioranza, perplessità su vari punti della proposta ed in particolare sulla libertà di accesso dei terzi alle reti.

Nella riunione del Consiglio del 30 novembre 1992, i rappresentanti dei Governi invitavano espressamente la Commissione a presentare un testo modificato che tenesse conto di quanto espresso dal Consiglio, nonché del preannunciato parere del Parlamento Europeo.

2.3 Gli emendamenti del Parlamento Europeo

Nel corso del 1993 il Comitato Energia Ricerca e Tecnologia (CERT) del Parlamento Europeo svolgeva un lungo e approfondito esame della proposta di direttiva, elaborando un nuovo testo, completamente emendato, che il Parlamento, in seduta plenaria, approvava in data 17 novembre 1993. Era questa la prima volta che le nuove procedure di "codecisione" introdotte dal Trattato di Maastricht venivano applicate ad una questione comunitaria. Nella stessa ottica, quando sarà raggiunta sull'argomento una posizione comune dagli Stati membri, la direttiva dovrà essere approvata congiuntamente dal Parlamento Europeo e dal Consiglio.

Gli emendamenti del Parlamento riguardavano essenzialmente:

- il riferimento esplicito all'art. 90.2 del Trattato di Roma, che prevede limitazioni alle regole della concorrenza per le imprese di servizi di interesse economico generale;
- per quanto riguarda le reti di distribuzione, il mantenimento del monopolio della fornitura di elettricità in favore delle società di distribuzione e l'identificazione di queste ultime come esercenti di rete;

- l'eliminazione della separazione (unbundling) gestionale delle attività di produzione, trasporto e distribuzione ed il mantenimento di una separazione contabile delle suddette attività con "aggregazione contabile" tra le attività di produzione e trasporto nelle imprese verticalmente integrate;
- l'eliminazione del T.P.A. coattivo e l'introduzione di un T.P.A. negoziato con possibilità dell' esercente della rete o dello Stato membro di rifiutare l'accesso alla rete qualora risulti impedito l'adempimento delle missioni di pubblico servizio e/o compromesso l'equilibrio economico del servizio di interesse economico generale;
- **il riferimento al principio della sussidiarietà ed all'esigenza di armonizzazione, soprattutto in materia ambientale e fiscale, quale condizione preliminare alla creazione di un mercato unico dell'energia.**

2.4 La nuova proposta di direttiva del dicembre 1993

Gli emendamenti del Parlamento venivano recepiti solo in minima parte dalla Commissione che nel dicembre 1993 presentava al Consiglio un nuovo progetto di direttiva. Tale progetto, per molti aspetti, solleva nell'industria elettrica le stesse perplessità della iniziale proposta di direttiva, specialmente per quanto riguarda l'introduzione del cosiddetto "accesso negoziato" dei terzi alle reti. La nuova impostazione data dalla Commissione al problema del T.P.A., all'atto pratico non differisce sostanzialmente dal precedente accesso "obbligatorio", in quanto il gestore della rete di trasmissione o di distribuzione può rifiutare l'accesso solo nel caso in cui il contratto in questione gli impedisca di adempiere gli obblighi di servizio pubblico ed inoltre:

- **non vi è più alcun riferimento all'art. 90.2** del Trattato di Roma che prevede limiti alle regole di concorrenza per le imprese sottoposte ad obblighi di interesse economico generale;
- **non vi è più cenno al principio della sussidiarietà**, alle esigenze preliminari di armonizzazione ed al mantenimento del monopolio di fornitura in favore delle società di distribuzione.

Per quanto riguarda invece l'unbundling, la Commissione ha parzialmente recepito il parere del Parlamento abbandonando l'idea di unbundling gestionale contenuta nella proposta del 1992 e sostituendola con quella di unbundling contabile, senza tuttavia accettare l'accorpamento, sempre contabile, tra le attività di produzione e di trasporto.

Viene invece mantenuta la figura del gestore di rete che "ciascuno Stato membro designa o chiede alle imprese proprietarie della rete di designare" ed il cui "statuto giuridico ne garantisce l'indipendenza, almeno a livello amministrativo, rispetto alle altre attività che interessano la rete".

La nuova proposta di Direttiva non veniva approvata dal Consiglio "Energia" del Maggio 1994 che dava mandato al COREPER (Comitato dei Rappresentanti Permanenti presso l'UE) di mettere a punto quelle modifiche che consentissero di raggiungere una posizione comune dei vari Paesi nella successiva riunione dello stesso Consiglio fissata per il 29.11.1994.

Per quanto riguarda l'industria elettrica, la nuova proposta di Direttiva ha incontrato la stessa opposizione della precedente da parte della maggioranza dei paesi. Occorre al riguardo sottolineare l'incoerenza sempre più evidente tra la volontà liberista che ispira la Direttiva sul mercato interno dell'energia e quella "pianificatrice" che è alla base di altre iniziative della Commissione quali la concertazione degli investimenti, l'estensione delle reti transeuropee, l'introduzione generalizzata dell'IRP (Integrated Resource Planning) nella politica energetica comunitaria.

2.5 I due modelli di riferimento: l'Acquirente Unico (AU) e l'Accesso dei Terzi alle reti (TPA)

Nell'ottobre del 1994 la Francia ha avanzato la proposta di un modello di organizzazione del sistema elettrico definito Acquirente Unico (AU). Pertanto il dibattito verte al momento sulla possibilità di scelta tra i due modelli di riferimento, il modello TPA proposto dalla Commissione e il modello AU proposto dalla Francia e sui relativi problemi di coesistenza e di equivalenza.

a) Il sistema “Acquirente Unico” proposto dalla Francia

In questo sistema, esiste un organismo (l’Acquirente Unico che, nel modello francese, si identifica con il gestore della rete di trasmissione) **responsabile della pianificazione e gestione del sistema elettrico, che garantisce il servizio a breve ed a lungo termine.** A tal fine, l’AU:

- effettua le previsioni sull’evoluzione della domanda;
- programma l’evoluzione del parco di produzione, tenendo conto della politica energetica del Paese (indipendenza energetica, diversificazione delle fonti primarie, salvaguardia dell’ambiente, ecc.);
- organizza (secondo le normative stabilite dalle Autorità governative) le procedure di messa in concorrenza delle nuove capacità al fine di selezionare la migliore soluzione, precisando la natura dell’investimento (di base, di punta, ecc.), la durata del contratto e, eventualmente, l’energia primaria, la tecnologia, la localizzazione;
- seleziona le offerte e giustifica le scelte di fronte all’Autorità di controllo;
- stipula i contratti a lungo termine con i vincitori delle gare (o, in alternativa, i contratti a lungo termine di importazione);
- acquista, alle condizioni stabilite dalle Autorità competenti, l’energia prodotta da fonti rinnovabili o assimilate;
- stabilisce le necessità di costruzione di nuove capacità di trasporto;
- fornisce l’energia al settore della distribuzione sulla base di prezzi definiti nel quadro delle politiche tariffarie stabilite dalle Autorità governative;
- gestisce l’insieme dei flussi di energia elettrica in modo da assicurare in ogni momento l’adeguamento dell’offerta alla domanda, ottimizzando la produzione del parco in esercizio (merit order).

L’approccio “Acquirente Unico”, come già detto precedentemente, mira a conciliare lo sviluppo della concorrenza nel settore elettrico con il rispetto di un certo numero di obblighi di interesse economico generale che sono normalmente assegnati al settore stesso. La concorrenza viene introdotta laddove sono maggiori i vantaggi potenziali (a livello della produzione) mentre viene mantenuto il monopolio a livello di fornitura. La concorrenza viene fatta giocare rispetto alla rete che ne ripartisce i benefici sull’insieme dei consumatori (“concorrenza per il mercato”).

b) Il sistema “Accesso dei Terzi alle Reti” proposto dalla Commissione

In tale sistema, ispirato all’esperienza in corso in Inghilterra e nel Galles a partire dal 1990, l’obiettivo è di dare vita ad un mercato elettrico “liberalizzato”, sulla base dei principi generali che si applicano a qualunque bene o servizio. Alla base di tale approccio è l’idea che l’elettricità è una normale “commodity” e che pertanto il suo commercio può essere sottoposto alle normali leggi di mercato.

Qualunque operatore qualificato può divenire produttore, previo ottenimento di una opportuna “licenza”, e fornire direttamente energia ai clienti finali avendo accesso, per il vettoriamento di tale energia, alle reti di trasporto e di distribuzione che, ovviamente, in quanto monopolio naturale, restano uniche ed a disposizione di tutti gli operatori che ne remunerano i servizi sulla base di tariffe uniche e trasparenti.

In tale sistema non esiste dunque l’obbligo di fornitura né una funzione di pianificazione delle nuove capacità di produzione. L’adeguamento dell’offerta alla domanda viene lasciato al libero gioco del mercato. La concorrenza gioca rispetto al cliente finale (“concorrenza nel mercato”) che è libero di scegliere il proprio fornitore negoziando direttamente le condizioni di fornitura. Vengono quindi separate le funzioni di distribuzione da quelle di fornitura.

Quando un cliente stipula un contratto di fornitura con un produttore deve poi acquisire dalla rete non solo il servizio di trasporto ma tutti gli altri servizi connessi (riserva, regolazione, ecc.).

Va ricordato che la proposta di Direttiva del dicembre 1993 parla di TPA negoziato (NTPA), limitato ai grandi clienti industriali con un consumo annuale di almeno 100 GWh ed ai distributori; questi ultimi erano stati esclusi dall'applicazione del NTPA negli emendamenti alla proposta di Direttiva approvati dal Parlamento Europeo. L'accesso deve essere negoziato con il gestore della rete che può rifiutarlo se ciò compromette l'adempimento degli obblighi di interesse pubblico a suo carico.

Va ricordato che il Parlamento Europeo aveva escluso l'applicazione del NTPA ai distributori. La nuova proposta della Commissione ha pertanto incontrato l'opposizione di numerosi paesi in seno al Consiglio Energia ed ha condotto alle raccomandazioni formulate nella riunione del 29.11.1994 riportate di seguito.

Sul piano dei principi, occorre tuttavia sottolineare che un mercato può essere veramente libero solo se è "contendibile", cioè se è possibile per qualunque operatore entrarvi ed uscirne in qualunque momento con costi ridotti. Il mercato dell'elettricità, caratterizzato da economie di scala crescenti, da investimenti elevati, da tempi di costruzione e da durata di vita degli impianti particolarmente lunghi, non sembra rientrare in tale categoria. **Di fatto, anche in Inghilterra, malgrado tutti gli sforzi fatti, il mercato è restato essenzialmente "oligopolista" e richiede un intervento crescente del regolatore, contrariamente a ciò che sarebbe lecito attendersi.**

In definitiva, al di là dell'aspetto ideologico, un sistema basato sul TPA può dinamicizzare il mercato della produzione facilitando l'ingresso di nuovi operatori che possono competere non solo per le nuove capacità ma anche nei riguardi degli impianti già in esercizio. In contropartita, rende praticamente difficile il perseguimento di politiche energetiche nazionali e può condurre a gravi problemi di "stranded investments" (investimenti irrecuperabili) per gli operatori già presenti sul mercato.

Peraltro, tale sistema è manifestamente incompatibile con una politica di perequazione tariffaria.

2.6 Le conclusioni del Consiglio Energia del 29.11.1994

Nella riunione del 29 novembre 1994, il Consiglio dei Ministri dell'Energia dell'Unione Europea raggiungeva un accordo sostanziale su quattro dei cinque temi-chiave sui quali si basa **la proposta di Direttiva sul mercato interno dell'elettricità del dicembre 1993:**

- libertà per gli Stati membri di scegliere se adottare la procedura delle autorizzazioni o quella delle gare oppure entrambe come strumento per disciplinare la costruzione di nuovi impianti di produzione;
- contabilità separata delle attività di produzione, trasporto e distribuzione (unbundling solo contabile) per le imprese integrate verticalmente;
- le regole che disciplinano il comportamento del gestore della rete limitate al minimo indispensabile;
- **gli obblighi di servizio pubblico, nella misura in cui questi verranno imposti alle imprese elettriche, trasparenti e non discriminatori.**

Il punto sul quale il Consiglio non si pronunciava chiedendo di proseguire l'analisi per arrivare ad una posizione comune "il più rapidamente possibile nel 1995" riguardava l'apertura del mercato al di là del settore della produzione" e più particolarmente la possibilità di introduzione simultanea del sistema basato sull'accesso negoziato (Negotiated Third Party Access - NTPA) proposto dalla Commissione nel Dicembre 1993 e di quello detto dell'Acquirente Unico (AU) proposto dalla Francia nell'ottobre 1994.

Il Consiglio riteneva che al riguardo "occorre verificare che i due approcci, in uno spirito di reciprocità, conducano a risultati economici equivalenti e quindi ad un livello direttamente confrontabile di apertura dei mercati e ad un grado direttamente confrontabile di accesso ai mercati elettrici e che essi siano conformi alle disposizioni del Trattato".

A questo proposito va notato che esiste una relazione molto stretta, se non biunivoca, tra regime autorizzativo e TPA, da un lato, e regime di gara ed AU, dall'altro.

Nel **primo caso**, il produttore indipendente che si assume il rischio industriale di realizzare un nuovo impianto al di fuori di ogni schema di pianificazione energetica deve poter accedere direttamente ai consumatori per vendere la sua produzione. Ciò richiede pertanto l'abolizione dei diritti esclusivi di fornitura, almeno per una parte della clientela, e l'accesso alle reti di trasporto e di distribuzione.

Nel **secondo caso**, l'entità sulla quale grava l'obbligo di fornitura a breve, medio e lungo termine (l'AU), è responsabile della programmazione dello sviluppo del sistema, delle gare di aggiudicazione delle nuove capacità (eventualmente secondo normative stabilite dalle Autorità governative) e dei rapporti contrattuali con i vincitori delle gare stesse per i quali il rischio industriale è quindi limitato alle fasi di costruzione e di esercizio.

In definitiva al di là delle inevitabili schematizzazioni e semplificazioni, il dibattito verte sul confronto su due modelli diversi:

- un modello (procedura di gara-AU) che apre la concorrenza alla sola nuova capacità di produzione, salvaguardando un certo numero di obiettivi di interesse economico generale che si ritiene non possano essere assolti in maniera soddisfacente dal libero mercato (indipendenza energetica, sicurezza di approvvigionamento a medio e lungo termine, ottimizzazione delle risorse attraverso la pianificazione del sistema, perequazione tariffaria, ecc.);
- **un modello (procedura di autorizzazione-TPA) di ispirazione inglese, nel quale non esiste una pianificazione nazionale del sistema elettrico** ed il soddisfacimento della domanda di potenza e di energia viene lasciato al mercato attraverso l'abolizione del monopolio di produzione e di fornitura e la libertà per i clienti di scegliere il proprio fornitore e di negoziare le condizioni contrattuali. **In tale sistema non c'è alcuna garanzia che gli obiettivi di interesse economico generale di cui sopra possano essere soddisfatti dalla "mano invisibile" del mercato che solitamente non impegna risorse per beni di tipo collettivo.**

2.7 La posizione della Commissione del Marzo 1995

Nel corso della riunione del 22 Marzo 1995, la Commissione ha adottato un "documento di lavoro" sull'organizzazione del mercato interno dell'elettricità, nel quale si dettano condizioni al sistema AU al fine di permetterne la corretta coesistenza con il sistema NTPA. La Commissione non ha ritenuto il modello dell'AU proposto dalla Francia tale da garantire un'apertura del mercato equivalente a quella del NTPA ed ha richiesto un certo numero di modifiche sostanziali al sistema dell'AU che, qualora integralmente accettate, ne vanificherebbero i vantaggi potenziali rendendolo in definitiva improponibile.

Attraverso tali modifiche, la Commissione impone la creazione di un doppio sistema parallelo, all'interno dello stesso paese (sistema "vincolato" con caratteristiche di servizio pubblico e sistema "libero" regolato dal mercato), rimettendo in discussione una delle principali conclusioni del Consiglio Energia del 29.11.1994.

2.8 Coesistenza ed equivalenza dei due sistemi

I due sistemi sopra descritti sono intrinsecamente diversi in quanto concepiti per rispondere ad esigenze diverse. È pertanto difficile dimostrare su basi puramente teoriche la loro equivalenza per l'utente finale, mentre è possibile dimostrare la necessità di coesistenza tra i due sistemi per le diverse situazioni dei vari Paesi (grado di dipendenza energetica dall'estero e quindi sicurezza di approvvigionamento, differenti politiche fiscali, ambientali, energetiche, tariffarie, ecc.). **La decisione riguardo alla loro coesistenza all'interno di un sistema elettrico fortemente integrato come quello europeo è pertanto di natura politica.**

In definitiva, le specificità dei vari Paesi escludono la possibilità di imporre a tutti gli Stati membri dell'Unione Europea un modello unico di organizzazione del settore elettrico, mentre postulano l'esi-

genza di avviare il mercato interno dell'energia con un processo graduale e parallelo al progredire delle armonizzazioni. Va in effetti sottolineato che l'attuale assenza di armonizzazione in campi di fondamentale importanza per il settore elettrico come la politica energetica, le norme ambientali, la fiscalità, l'accesso ai mercati dei capitali, ecc. rappresenta un ostacolo insuperabile all'apertura immediata e totale del settore. La convergenza verso condizioni equivalenti, se non identiche, nei campi suddetti richiederà indubbiamente dei tempi lunghi, compatibili con una graduale realizzazione del mercato interno dell'elettricità.

Pertanto l'orientamento del Consiglio Energia di lasciare la libertà di scelta tra i due modelli deve essere salvaguardato.

A tal fine, si potrà addivenire ad una conclusione positiva sulla questione della coesistenza solo se verranno definiti gli elementi essenziali che regolano i rapporti tra sistemi elettrici confinanti basati su modelli diversi.

Occorrerà in particolare garantire che il sistema che avrà adottato il modello dell'AU non utilizzi poi al di fuori delle sue frontiere le regole del TPA, a detrimento degli interessi dell'industria elettrica dei Paesi confinanti.

2.9 Le conclusioni del Consiglio Energia del Giugno 1995

Il 1° Giugno 1995 il Consiglio dei Ministri dell'Energia dell'Unione, relativamente al mercato interno dell'energia, perveniva alle conclusioni qui di seguito riportate.

- Conferma dei quattro punti d'accordo già individuati nelle conclusioni del Consiglio del 29 novembre 1994, ferma restando la necessità di discutere e di chiarire ulteriormente questioni riguardanti la liberalizzazione del mercato in settori diversi dalla produzione, quali ad esempio l'armonizzazione.
- Verifica che i due approcci, TPA negoziato ed Acquirente Unico, conducano in uno spirito di reciprocità a risultati economicamente equivalenti e, di conseguenza, ad un livello di apertura e ad un grado di accesso ai mercati dell'elettricità direttamente confrontabili.
- Conferma, che uno dei principali obiettivi della direttiva sul mercato interno dell'elettricità è l'intensificazione della concorrenza a beneficio dei consumatori e che i sistemi elettrici europei dovranno progressivamente incorporare dei meccanismi di mercato, nel quadro di soluzioni che:
 - 4 permettano di assolvere agli obblighi di servizio pubblico imposti alle imprese del settore elettrico nell'interesse economico generale;
 - 4 tengano conto del principio di sussidiarietà;
 - 4 tengano conto della questione dei regimi transitori.
- Possibilità di coesistenza dei due sistemi, tanto nella Comunità europea che nei paesi della Comunità che lo desiderino, purché vengano soddisfatte certe condizioni, destinate a garantire tra i due sistemi reciprocità ed effetti equivalenti.
- Necessità di discussioni supplementari sui punti seguenti:
 - 4 la costruzione e l'utilizzazione di linee dirette;
 - 4 la definizione dei produttori indipendenti;
 - 4 la definizione di tutti i consumatori eleggibili e dei loro diritti e responsabilità;
- Le condizioni concrete di accettazione o di rifiuto delle richieste di autorizzazione per i produttori indipendenti in relazione alla programmazione e alla capacità del sistema, nonché le condizioni in cui i produttori indipendenti possono negoziare dei contratti di fornitura con dei consumatori qualificati.
- La possibilità di porre dei limiti quantitativi all'elettricità importata dai consumatori qualificati.
- Nei due sistemi, affrontare il problema delle compagnie integrate, per quanto riguarda produzione, trasporto e distribuzione, al fine di evitare discriminazioni, sovvenzioni incrociate e concorrenza sleale.

- Nei due sistemi, è rilevante la questione di definire il responsabile dell'organizzazione delle procedure delle gare d'appalto.
- Modi e tempi dei regimi transitori.
- Il problema degli investimenti irrecuperabili (stranded investments).
- Le conclusioni da trarre dal documento di lavoro presentato l' 11 maggio 1995 dalla Commissione sulla specificità dei piccoli sistemi, soprattutto per i piccoli sistemi fortemente interconnessi, in particolare per quanto riguarda la realizzazione di linee dirette.

2.10 La proposta della Presidenza Spagnola

La Presidenza Spagnola del Consiglio dell'Unione, in carica per il 2° semestre del 1995, ha presentato nel luglio una proposta di organizzazione del mercato elettrico che prevede la possibilità di coesistenza dei due modelli di riferimento (NTPA e AU) attraverso un certo numero di disposizioni ispirate all'esigenza di garantire reciprocità ed equivalenza tra i due modelli suddetti.

La proposta è stata progressivamente modificata nel corso del semestre per tenere conto delle osservazioni presentate dai vari stati membri.

Nella sua ultima stesura (Dic. 1995) la proposta, oltre alla possibilità di coesistenza dei due modelli sopra citati, prevede che:

- gli stati membri possano imporre obblighi di interesse economico generale;
- i clienti eligibili (consumo almeno pari a 100 GWh) possano scegliere il proprio fornitore in ambito nazionale o internazionale;
- sia possibile realizzare nuovi impianti attraverso un processo autorizzativo o mediante procedura di gara (competitive bidding);
- nei paesi organizzati secondo il sistema dell'AU, autoproduttori e produttori indipendenti possano realizzare nuovi impianti mediante procedura autorizzativa e alimentare clienti eligibili nazionali o esteri;
- la eligibilità dei distributori sia lasciata alla sussidiarietà;
- sia previsto l'unbundling contabile per le imprese integrate e quello gestionale per la funzione di Acquirente Unico;
- le procedure di gara vengano gestite da un organismo indipendente dalle imprese che svolgono attività di produzione;
- sia previsto un periodo transitorio per tenere conto di eventuali impegni delle imprese elettriche che altrimenti non potrebbero essere onorati.

2.11 Le conclusioni del Consiglio Energia del Dicembre 1995

Nella riunione del Consiglio Energia del 20 dicembre 1995, essendo stata constatata nel corso di contatti bilaterali precedenti l'impossibilità di pervenire ad un compromesso accettabile da parte di tutti gli Stati Membri, non è stato affrontato un dibattito sui punti di divergenza, ma i rappresentanti dei vari Paesi si sono limitati a richiamare le relative posizioni in materia. La Presidenza Spagnola ha emesso il seguente testo di conclusioni, che non è stato fatto proprio dal Consiglio nel suo insieme:

“In conformità alle proposte modificate di direttive riguardanti le norme comuni per il mercato interno dell'elettricità e del gas, dopo aver consultato il Parlamento Europeo ed il Consiglio Economico e Sociale, e in conformità alle conclusioni adottate dal Consiglio “Energia” del 30 novembre 1992, 29 novembre 1994 e 1 giugno 1995, la Presidenza:

- 1) sottolinea l'importanza della realizzazione del mercato interno dell'elettricità dal punto di vista della competitività dell'industria e dello sviluppo economico;
- 2) stima che le negoziazioni sulla direttiva riguardanti il mercato interno dell'elettricità siano arri-

vate ad una fase finale che consenta di ritenere che sarà possibile adottare una posizione comune al prossimo Consiglio "Energia";

- 3) constatata che questi progressi sono stati resi possibili a seguito di una importante convergenza delle posizioni dei diversi Stati membri e grazie ad una apprezzabile chiarificazione del funzionamento previsto per i sistemi elettrici degli Stati membri, e che tali progressi consentono di prevedere che l'ultimo testo di compromesso della Presidenza spagnola costituisca una valida base per il proseguimento dei lavori;
- 4) ritiene necessario approfondire la riflessione sulle possibili conseguenze della concessione ai distributori di diritti e obblighi simili a quelli dei grandi consumatori, tenendo conto essenzialmente dei criteri quali l'apertura dei mercati, il ruolo dei servizi pubblici, l'interesse economico generale e la possibilità di scelta per il consumatore. A questo proposito, è essenziale che si giunga progressivamente, per i diversi sistemi elettrici, ad un grado di apertura equivalente e soddisfacente;
- 5) prende atto che i lavori proseguiranno senza interruzione sotto la Presidenza italiana, che organizzerà una sessione all'inizio del 1996 per discutere la questione del mercato interno dell'energia al fine di giungere ad una posizione comune.

3. L'emananda direttiva. I nodi a giugno 1996

Il 20 giugno 1996 il Consiglio dei ministri dell'energia dei 15 Paesi Membri (PM) dell'Unione Europea (UE) ha approvato la proposta di direttiva sul mercato interno dell'elettricità, inviandola all'esame del Parlamento Europeo nell'ambito del processo di codecisione.

La Direttiva attribuisce a ciascun PM la facoltà di tener conto delle peculiarità e della stratificazione storica dell'industria elettrica e delle tutele di accesso al bene garantita ai cittadini, prevedendo:

- a) l'obbligo per i PM di adattare la propria legislazione e i propri sistemi amministrativi in campo elettrico, con la possibilità di farlo in modo progressivo e utilizzando i gradi di libertà che la stessa Direttiva concede loro in specifici campi;
- b) con una novità di assoluto rilievo (non solo per il settore elettrico), la possibilità di introdurre "obblighi di servizio pubblico nell'interesse economico generale".

In tale contesto una specifica norma introduce la necessità di frazionare le esistenti imprese verticalmente integrate che operano contemporaneamente nelle attività di produzione, trasporto, distribuzione e vendita dell'elettricità, al fine di separare la gestione del monopolio naturale della proprietà delle reti dalle attività esercibili in regime di concorrenza.

Le perplessità sulle modalità di realizzare tale frazionamento sono acuite dalla complessità accresciuta dalla creazione del nuovo soggetto Acquirente Unico (AU). Se ne fa portavoce l'economista L. De Paoli affermando: "un'altra indicazione che la semplice separazione contabile può non essere sufficiente si ha a proposito dell'Acquirente Unico (AU) per il quale si dice: "I PM che designano come AU un'impresa elettrica verticalmente integrata devono introdurre disposizioni che impongano che l'AU sia gestito separatamente (operate separately) dalla generazione e dalla distribuzione dell'impresa integrata" (art. 15.1). Si può dunque concludere che per il gestore del sistema di trasporto e per l'AU sicuramente non basta la separazione contabile, ma ci vuole almeno quella gestionale"². È sempre il De Paoli che ci guida nella lettura della complessa natura e funzione di questo nuovo soggetto.

² Economia delle fonti di energia e dell'ambiente, n. 3, 1996.

3.1 Cos'è l'Acquirente Unico?

Come detto, la Direttiva non parla mai dell'AU nell'articolo dedicato al regime delle gare (da indire per garantire una capacità di produzione adeguata al prevedibile sviluppo della domanda) benché, a nostro avviso, nello spirito della Direttiva vi debba essere corrispondenza biunivoca tra i due concetti. Se, come abbiamo ipotizzato l'Italia sceglierà questo regime, è dunque fondamentale chiarire bene chi sarà e quali compiti avrà l'AU.

All'art.2 l'AU è così definito: "Acquirente unico significa qualsiasi persona giuridica che, all'interno del sistema dove è stabilita, è responsabile della gestione unificata del sistema di trasporto e/o dell'acquisto e della vendita centralizzata dell'elettricità." A nostro avviso questa definizione è poco felice perché mescola la "gestione unificata del sistema di trasporto" con "l'acquisto e la vendita centralizzata dell'elettricità." L'AU è essenzialmente qualificato dal fatto di essere il venditore unico, cioè obbligato, di un certo numero di clienti. A fronte di tale diritto esclusivo l'AU ha degli obblighi (ad es. quello della fornitura) e dei vincoli quali quello di dover comperare attraverso il sistema delle gare o di avere tariffe fissate dall'Autorità di regolamentazione. In sintesi, l'AU è il mandatario all'acquisto di breve e lungo periodo dei propri clienti vincolati.

Naturalmente se si pensa che la maggior parte degli utenti elettrici debba avere un fornitore obbligato e se questo fornitore è unico a livello nazionale si ricade nella soluzione inizialmente proposta dalla Francia che pensava di continuare ad affidare ad EDF il ruolo che aveva tradizionalmente svolto con la sola perdita (formale) della garanzia di essere anche il produttore unico. **Se poi si vuole mantenere la possibilità che tutti i clienti nazionali abbiano la stessa tariffa pubblica, diventa del tutto ragionevole pensare che il ruolo di AU venga svolto dal gestore della rete che diventa l'acquirente anche dell'energia prodotta da soggetti** (dapprima solo esteri, poi anche nazionali) **che la destinano ai clienti liberi.** Questi ultimi rimangono clienti della rete a cui però sostanzialmente pagano solo il costo del trasporto. La tariffa unica e l'Acquirente Unico diventano quindi solo una finzione utile per conservare la gestione unitaria del sistema.

Se invece si è di fronte alla prospettiva di una situazione di domanda e di offerta pluralistica, tanto vale abbandonare la finzione di un AU tanto per i clienti obbligati che per quelli liberi e distinguere nettamente le due categorie.

In questo caso conviene chiamare AU il soggetto che, come detto, è mandatario unico per l'acquisto di energia per conto di un certo numero di clienti vincolati (a livelli nazionale o locale).

Se si concepisce in questi termini (che ci sembrano perfettamente in linea con lo spirito della proposta) il ruolo dell'AU, il potere politico deve decidere esattamente chi è la persona giuridica che deve svolgere questi compiti. A nostro parere (del De Paoli) vi sono due possibilità:

- a) costituire un acquirente unico nazionale;
- b) istituire degli acquirenti unici locali (o di "area").

La scelta della prima strada implica che tutti i distributori (Enel e Municipalizzante) devono costituire un soggetto consortile che acquista l'energia elettrica per tutti i clienti vincolati nazionali. **Naturalmente l'AU rivende poi l'elettricità a tutti i distributori alle stesse condizioni.** In questo modo si rendono più semplici alcuni problemi di perequazione tariffaria, ammesso che questa disposizione della legge 481/95 non possa in alcun modo essere modificata. **Giova ripetutamente che l'AU è sottoposto al vincolo dell'obbligo di fornitura e a quello della procedura delle gare.**

È anche evidente che se si opta per un AU nazionale si può anche pensare di affiancarlo al "gestore della rete di trasmissione" come la Direttiva considera del tutto normale. Va tuttavia osservato che anche in questo caso va previsto un unbundling rigido tra le due funzioni in quanto il gestore della rete deve dare garanzie di imparzialità anche ai produttori indipendenti e ai clienti liberi.

La seconda strada corrisponde a creare più di un AU. Ad esempio essa è coerente con la soluzione di considerare AU tutti i distributori per la zona di cui sono concessionari (al limite la distribuzione Enel potrebbe essere suddivisa per compartimenti.) Naturalmente si potrebbero anche creare alcune

aggregazioni territoriali. Non è però chiaro se questa seconda strada è permessa dal testo della proposta di Direttiva in quanto all' 18.1 si dice: "Nel caso della procedura di AU gli Stati Membri designano una persona giuridica perché sia l'AU all'interno del territorio coperto dall'operatore di sistema". Perché sia possibile avere più AU in un sistema con un solo gestore della rete di trasporto, occorre dunque poter interpretare la dizione "operatore di sistema" come applicabile anche al sistema di distribuzione.

3.2 AU - Distributori e venditori

Per quanto riguarda poi il mantenimento almeno formale della tariffa unica nazionale, essa rischia di implicare che l'AU ha l'obbligo di fornitura anche per i clienti liberi anche quando questi volessero passare da un fornitore indipendente all'AU. Ciò pone notevoli problemi per far pagare i costi fissi conseguenti a tale obbligo. La seconda decisione riguarda l'imposizione o meno ai distributori dell'obbligo di fornitura per i clienti situati nella propria zona. La proposta di Direttiva prevede inoltre che "le tariffe di queste forniture possono essere regolamentate, per esempio per assicurare l'uguaglianza di trattamento dei clienti interessati." (art. 10.1).

Ammettendo la possibilità di imporre un obbligo di fornitura, a nostro parere la Direttiva ammette anche il rilascio di diritti esclusivi per quei medesimi clienti per i quali vale l'obbligo di fornitura. In questo caso ci sembra conveniente e coerente con la tradizione giuridica italiana che effettivamente ai distributori venga imposto l'obbligo di fornitura per i clienti vincolati e che essi siano considerati i titolari del diritto di acquirente unico per la zona da essi servita.

Nel nostro caso vanno aggiunte due osservazioni. Anzitutto chi adotta il sistema dell'AU (come abbiamo assunto che voglia fare l'Italia) non è tenuto a permettere ai venditori di servire i clienti liberi all'interno del proprio sistema (art. 18.1 ii). Ciò sterilizza la figura del venditore. In secondo luogo occorre ragionare sulla libertà di vendita dei distributori puri al di fuori del proprio territorio. Se venisse permesso ai distributori di vendere a clienti liberi collegati alla propria rete, si darebbe luogo ad una discriminazione tra i distributori che diventerebbero venditori di fatto e gli altri soggetti che volessero esercitare la stessa attività. Nel caso quindi si volesse davvero permettere a questa figura di operare in Italia, sarebbe forse opportuno suggerire una modifica della proposta Direttiva.

3.3 Chi può comperare liberamente?

Occorre distinguere due categorie di acquirenti: coloro che acquistano alcuni servizi per rivenderli e i consumatori finali. Della prima categoria, composta dall'AU, dai distributori ed eventualmente dai venditori, abbiamo già parlato. Per quanto riguarda invece i consumatori finali, si deve anzitutto ribadire che la Direttiva, benché si occupi in modo esplicito solo dei clienti liberi "eleggibili", non mette in alcun punto in discussione la permanenza della classe dei clienti vincolati che oggi predomina nettamente nell'UE. È ben vero che all'art. 25 si prevede "la possibilità di un'ulteriore apertura del mercato da effettuare nove anni dopo l'entrata in vigore delle Direttiva", ma "tenendo in conto la coesistenza dei due sistemi dell'accesso negoziato e dell'AU". Poiché l'AU tende a perdere di senso senza la presenza di clienti esclusivi, la coesistenza dei due sistemi non può che significare che i PM che scelgono il regime dell'AU manterranno due categorie di clienti: quelli vincolati e quelli liberi.

3.4 Conclusioni

Nell'esame della proposta di Direttiva dell'UE sul mercato interno dell'elettricità, condotto con l'esplicito proposito di valutarne le ricadute per l'Italia, ci siamo concentrati sui seguenti punti interagenti con l'AU per cui era (nel 1996) proponibile che particolare attenzione fosse dedicata a tale innovazione. Infatti, la definizione del soggetto Acquirente Unico, a cui corrisponde però un'organizzazione

appropriata dell'intero sistema, è particolarmente delicata in quanto le indicazioni della Direttiva non ci sembrano del tutto coerenti con lo spirito che la sua introduzione dovrebbe avere in Italia. Abbiamo definito l'AU come il mandatario all'acquisto di breve e di lungo periodo dei propri clienti vincolati. Conseguentemente si pone la scelta tra le soluzioni: creazione di un effettivo AU nazionale, frutto di un consorzio tra tutti i soggetti con clienti vincolati oppure creazione di tanti AU locali o di area; senza dover necessariamente escludere la soluzione che vede un AU direttamente od indirettamente emanazione dello Stato.

4. L'approvazione della direttiva

Il 19 dicembre 1996 Parlamento Europeo e Consiglio dell'Unione Europea siglano il testo definitivo della direttiva 96/92/CE concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, con la quale si fissano i principi che disciplinano l'apertura del settore europeo dell'elettricità. Obiettivo della direttiva, in base a quanto indicato dalla Commissione delle Comunità Europee consiste nel contribuire al miglioramento del mercato comune dell'energia elettrica. La Commissione ritiene che un mercato comunitario senza frontiere interne renderà l'offerta di energia più flessibile e diversificata e contribuirà così ad un maggiore grado di sicurezza dell'approvvigionamento per l'intera comunità; inoltre, che una maggiore concorrenza nel settore dell'energia possa migliorare l'efficienza dell'industria energetica nell'Unione Europea incrementando la competitività, riducendo i prezzi dell'energia ai consumatori e contribuendo così ad aumentare la competitività a livello di produzione.

Obiettivo della direttiva 96/92/CE, è la realizzazione del mercato dell'energia elettrica concorrenziale, che consente di aumentare l'efficienza della generazione, la trasmissione e la distribuzione dell'energia elettrica rafforzando la competitività dell'economia europea.

Riportiamo di seguito, parti della direttiva, da cui si evince l'impostazione per il funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica e le previsioni per la tutela dei consumatori.

Innanzitutto rileviamo che l'attuazione del mercato è subordinata al rispetto, da parte degli Stati Membri, degli obblighi di servizio pubblico l'imposizione dei quali si ritiene necessaria per garantire la sicurezza, anche degli approvvigionamenti, la regolarità, la qualità, il prezzo delle forniture e la protezione dei consumatori e dell'ambiente, elementi questi che la libera concorrenza potrebbe non garantire.

Uno dei mezzi che consentono la realizzazione degli obblighi di servizio pubblico, è la programmazione a lungo termine, ovvero programmazione in un'ottica a lungo termine del fabbisogno di investimenti nella capacità di generazione e di trasmissione al fine di soddisfare la domanda di energia elettrica della rete e assicurare la fornitura ai clienti.

La direttiva pone poi norme comuni per la generazione, la trasmissione e la distribuzione dell'energia elettrica.

Per quanto riguarda la generazione, pone la scelta fra sistema di autorizzazioni e la procedura di gara di appalto. Nel primo caso, gli SM stabiliscono i criteri di rilascio delle autorizzazioni per la costruzione degli impianti di generazione sul loro territorio quali: l'assetto del territorio e la localizzazione, l'uso del suolo pubblico, la protezione dell'ambiente, la natura delle fonti primarie. Nel caso delle gare di appalto invece, sono tenuti a designare una autorità o un organismo indipendente che sia responsabile della organizzazione, della sorveglianza e del controllo della procedura di gara. Deve essere redatto l'inventario dei nuovi mezzi di generazione che deve tenere conto delle necessità di interconnessione delle reti. Le caratteristiche della procedura di gara di appalto devono essere pubblicate almeno sei mesi prima del termine della presentazione delle offerte nella Gazzetta ufficiale delle Comunità europee. Il capitolato d'oneri, messo a disposizione di qualunque impresa interessata, deve contenere la descrizione di tutte le condizioni del contratto di appalto, la procedura che gli offerenti devono seguire, ed anche i criteri di selezione dei candidati e di aggiudicazione dell'appalto.

In merito alla trasmissione la direttiva dispone che gli SM debbano designare un gestore della rete

che sia responsabile della gestione, manutenzione e sviluppo della rete di trasmissione e dei relativi dispositivi di interconnessione al fine di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti. Il gestore in quanto responsabile della gestione dei flussi di energia sulla rete, è tenuto a garantire l'affidabilità e l'efficienza della rete elettrica. Il gestore della rete deve essere indipendente, sotto il profilo della gestione, dalle altre attività connesse al sistema di trasmissione, e non deve discriminare tra utenti o categorie di utenti della rete in favore delle sue società controllate o dei suoi azionisti. Al fine di assicurare la tutela ambientale la direttiva dispone che il gestore sia tenuto a dare la precedenza agli impianti che utilizzano fonti energetiche rinnovabili, rifiuti o che assicurano la produzione mista di calore ed energia elettrica.

Le disposizioni inerenti la distribuzione sono in parte analoghe a quelle della trasmissione, difatti anche in tal caso gli SM sono tenuti a designare un gestore per la rete di distribuzione che al pari del precedente è tenuto a non discriminare gli utenti della rete in favore di società controllate o dei suoi azionisti, che può essere obbligato a dare precedenza alle imprese che impiegano fonti energetiche rinnovabili, rifiuti o che assicurano la produzione mista di calore ed energia elettrica. Di importante rilievo per la tutela dei consumatori è la disposizione che sancisce che gli SM possono imporre alle imprese di distribuzione l'obbligo di rifornire i clienti con sede in una data zona, e che le tariffe per tali forniture possono essere regolamentate al fine di garantire il pari trattamento dei clienti interessati.

La direttiva pone poi agli SM una scelta da attuare con la legge di recepimento della stessa, riguardo alla organizzazione dell'accesso alla rete. In particolare la scelta verte fra l'accesso negoziato e l'istituzione di un acquirente unico. Per quanto riguarda l'accesso negoziato gli SM dovranno normare il sistema di modo che i produttori, le imprese fornitrici di energia elettrica ed i clienti idonei (di cui non è fornita una definizione esplicita in direttiva) possano negoziare l'accesso alla rete al fine di concludere tra loro contratti di fornitura sulla base di accordi commerciali volontari. Nel primo anno successivo alla attuazione della direttiva, inoltre, al fine di promuovere la trasparenza e le trattative per l'accesso alla rete, il gestore della rete di trasmissione e quello della rete di distribuzione sono tenuti a pubblicare una gamma indicativa dei prezzi per l'utilizzazione della rete di trasmissione e di distribuzione, e per gli anni successivi i prezzi indicativi pubblicati dovranno essere determinati in base ai prezzi medi convenuti nelle trattative svolte nell'anno precedente. Alternativa all'accesso negoziato, è come detto l'istituzione di un acquirente unico, ovvero della persona giuridica responsabile, nella rete in cui è stabilita, della gestione unificata della rete di trasmissione e dell'acquisto e vendita centralizzati dell'energia elettrica. Con l'istituzione dell'Acquirente Unico, gli SM devono prendere le misure necessarie al fine di garantire che sia pubblicata una tariffa non discriminatoria per l'utilizzazione delle reti di trasmissione e di distribuzione, che i clienti idonei siano liberi di concludere contratti di fornitura, al fine di coprire le loro esigenze, con produttori all'interno del territorio coperto dalla rete. Gli SM che designano come Acquirente Unico una impresa elettrica verticalmente integrata o parte di essa stabiliscono disposizioni in base alle quali l'Acquirente Unico deve essere gestito separatamente dalle attività di generazione e di distribuzione dell'impresa integrata. Inoltre, gli SM fanno sì che non vi siano flussi di informazione tra le attività di Acquirente Unico delle imprese elettriche verticalmente integrate e le loro attività di generazione e distribuzione, salvo che per le informazioni necessarie per lo svolgimento delle attività di Acquirente Unico.

5. L'attività della Commissione Carpi

Il Governo affida ad una apposita Commissione consultiva l'individuazione dei metodi, delle procedure, delle priorità e delle scelte di merito più idonee al fine di promuovere la liberalizzazione nel mercato italiano dell'energia, la progressiva concorrenza tra produttori, le migliori garanzie a favore degli utenti e della tutela ambientale (istituita con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato il 24 settembre 1996).

La Commissione, nella riunione del 28 gennaio 1997, presenti il sottosegretario di Stato senatore,

professor Umberto Carpi, presidente, e gli altri componenti, ingegner Germano Bonanni, professor Luigi De Paoli, consigliere Antonino Lusi, professor Giuseppe Pericu, ingegnere Ludovico Priori, dottor Ettore Rossoni, ha approvato all'unanimità il seguente

DOCUMENTO CONCLUSIVO

dei lavori, corredato della relazione preliminare e di un più analitico allegato - recante uno schema delle "linee guida per il recepimento della direttiva dell'Unione europea sul mercato interno dell'elettricità e per la riforma del settore elettrico italiano"³ - redatti dal coordinatore tecnico-scientifico, prof. De Paoli, e ampiamente discussi dalla Commissione. Di seguito alcuni passi significativi.

5.1 Principi fondamentali per il nuovo assetto del sistema elettrico

I principi basilari cui si è ispirata la Commissione e le conseguenti scelte fondamentali sono riassumibili nei seguenti termini.

Lo scopo da perseguire con il recepimento della direttiva e il riassetto del settore elettrico è la "difesa dell'interesse economico generale".

La concorrenza è considerata dal trattato dell'UE come lo strumento "normale" per difendere l'interesse economico generale ma, nel caso in esame, la direttiva riconosce che i paesi membri (PM) possono difendere più adeguatamente tale interesse attraverso l'imposizione di obblighi di servizio pubblico (ricorso al *principio di sussidiarietà*). Tuttavia i PM non possono invocare la "missione di servizio pubblico" per eliminare qualsiasi libertà di iniziativa nel settore elettrico. In particolare, secondo la direttiva, non possono essere attribuiti diritti esclusivi per la produzione, l'import-export, l'uso e la costruzione delle linee. Inoltre la restrizione alla libertà di vendita-acquisto non può riguardare l'intero mercato elettrico poiché va comunque garantita l'apertura di una certa quota del mercato.

5.2. Acquirente Unico (AU)

L'Acquirente Unico è il soggetto nazionale sul quale incombe l'obbligo di garantire la disponibilità della capacità produttiva necessaria a far fronte alla domanda di tutti i clienti vincolati. Per soddisfare questo obbligo l'AU deve sempre avere un portafoglio-contratti con i produttori che sia adeguato. La stipula di tali contratti avviene mediante procedura di gara pubblica. L'AU è anche *venditore unico* per tutti i clienti vincolati dell'energia elettrica prelevata dalla rete di alta tensione. L'AU vende ai clienti finali attraverso i distributori locali con diritti esclusivi di vendita, che sono quindi i suoi clienti diretti. Le condizioni di cessione dell'AU sono identiche per tutti i distributori e sono controllate dall'Autorità di settore.

5.2.1. Identificazione dell'AU

È un soggetto autonomo al quale partecipano il soggetto che esercita le funzioni di trasporto e dispacciamento nonché il Ministero dell'industria: quest'ultimo, in particolare, garantisce il ruolo strategico che l'AU svolge nelle scelte di lungo periodo e l'ulteriore tutela degli interessi espressi dai clienti vincolati. Nel medesimo soggetto possono essere rappresentati i distributori: in ogni caso l'AU deve avere una struttura molto snella e non ha scopo di profitto dovendo soltanto minimizzare i costi di acquisto. Il suo comportamento è sottoposto sia al controllo dell'Autorità che del potere politico. Le norme che presiedono all'attività dell'AU possono essere definite dalla legge mentre quelle attinenti al suo funzionamento potrebbero essere demandate a un regolamento.

³ Commissione consultiva Ministero dell'industria del commercio e dell'artigianato, Economia delle fonti di energia e dell'ambiente, n. 1, 1997.

5.2.2. Vendita ai clienti liberi

Come accennato, per un periodo transitorio l'AU deve offrire una tariffa unica nazionale anche ai clienti liberi.

5.2.3. Svolgimento delle gare

L'AU è sottoposto a obbligo di acquisto mediante gara. Deve però essere definita analiticamente la procedura sia per la definizione della capacità produttiva da mettere in gara sia le modalità per lo svolgimento della stessa. All'avvio dell'AU, poi, saranno stabilite le norme per la prima attuazione delle disposizioni relative alla stipula dei contratti in presenza di una capacità produttiva già esistente: al riguardo la Commissione ritiene necessario un ulteriore, specifico approfondimento non essendo sufficiente quanto indicato dalla direttiva.

5.2.4. Contratti di acquisto

L'AU deve in genere sottoscrivere contratti di acquisto a lungo termine che gli consentano di utilizzare appieno le disponibilità degli impianti. Specie all'inizio, tuttavia, l'AU deve avere un portafoglio-contratti con diverse scadenze. Anche questa tematica sarà definita in funzione delle scelte che saranno adottate per il funzionamento dell'AU.

5.2.5. Riacquisto da parte dell'AU dell'energia acquistata dai clienti liberi

Poiché questa è solo un'opzione indicata dalla direttiva, considerato che essa risulta scarsamente coerente con il quadro di recepimento prescelto, si ritiene utile non imporla obbligatoriamente.

6. Le scelte di fondo per una transizione condivisa – Il commento di De Paoli (stralci)

Questa nota, senza rivelare alcun “segreto” sui lavori della “Commissione consultiva per l'individuazione dei metodi, delle procedure, delle priorità e delle scelte di merito più idonee al fine di promuovere la liberalizzazione del mercato italiano dell'energia, la progressiva concorrenza tra produttori, le migliori garanzie a favore degli utenti e della tutela ambientale” (Commissione Carpi), vuole consentire a tutti di conoscere le principali ragioni che hanno portato la Commissione medesima a formulare al Ministro dell'Industria la proposta che pubblichiamo nella rubrica Documenti di questo numero della Rivista⁴.

L'obiettivo dell'intervento pubblico nel settore elettrico rimane sempre quello della difesa dell'interesse economico generale. Tuttavia vi sono oggi almeno tre elementi che obbligano il potere politico italiano ad intervenire per ridefinire regole, assetti proprietari e strutturati del settore: a) l'obbligo di recepire entro due anni la Direttiva comunitaria sul mercato elettrico che in più punti è incompatibile con le norme italiane vigenti; b) l'esigenza di dare attuazione alla decisione politica di privatizzare l'Enel; c) la necessità di tenere conto dei mutamenti interni e internazionali nelle condizioni di funzionamento di questa industria.

Non ci si può perciò sottrarre all'esigenza di cambiare e, date le forti inerzie tipiche dell'industria elettrica che rendono improponibili cambiamenti troppo repentini e frequenti, bisogna ricercare nuove

⁴ Alcune ragioni della proposta di riforma del sistema elettrico italiano, di Luigi De Paoli, *Economia delle fonti di energia e dell'ambiente*, n. 1, 1997.

modalità di difesa dell'interesse economico generale che siano flessibili e lungimiranti, cioè in grado di resistere per un periodo non breve. Il tentativo operato con la proposta di modifica della normativa che regola il settore elettrico in Italia, di modalità di privatizzazione dell'Enel e della connessa ristrutturazione settoriale è stato quello di individuare una soluzione sufficientemente stabile e difendibile per "governare" il necessario cambiamento conciliando peculiarità nazionali e indicazioni comunitarie alla luce delle trasformazioni in atto in campo internazionale.

6.1. Perché l'Acquirente Unico

L'AU è la soluzione ammessa dalla Direttiva dell'UE per i Paesi Membri che desiderano conservare (o introdurre) un sistema di unificazione nazionale di fornitura almeno per una certa quota (rilevante) del mercato. Poiché l'Italia ha una lunga tradizione di servizio pubblico e si trova in una situazione di unificazione (quasi) completa del mercato elettrico, con un soggetto monopolista pubblico incaricato di tutte le attività del settore elettrico, si è ritenuto opportuno procedere verso un nuovo funzionamento aperto alla concorrenza e alla differenziazione delle (alcune) condizioni di fornitura in modo graduale, passando attraverso la soluzione dell'AU.

I principali vantaggi che hanno indotto a proporre l'adozione dell'AU per l'Italia sono i seguenti:

- l'AU facilita il mantenimento di una tariffa unica nazionale per i clienti vincolati, così come richiesto dal Parlamento, in quanto opera la perequazione dei costi di acquisto dell'elettricità dai produttori;
- permette di offrire inizialmente una tariffa unica anche ai clienti liberi che volessero continuare ad avvalersi per un certo periodo della tariffa nazionale;
- lascia aperti margini di programmazione nazionale (ammesso di volerli e saperli utilizzare) per la scelta del tipo di impianto e della potenza installata (ai fini della sicurezza della fornitura);
- facilita la privatizzazione della produzione Enel in quanto una quota considerevole di impianti potrà disporre di un contratto di medio-lungo periodo (di diversa durata) con l'AU e quindi gli acquirenti dell'Enel potranno valutare molto più facilmente il valore della/e società di produzione;
- limita i rischi di comportamento strategico da parte dei produttori che volessero condizionare il prezzo che si forma sul MEI.

Va osservato che sembra probabile che l'AU venga introdotto, oltre che da paesi che intendono mantenere un assetto prevalentemente monopolistico (come Francia, Grecia e Irlanda), anche da paesi come Spagna e Portogallo che vogliono realizzare un reale doppio mercato.

6.2 La storia

L'industria elettrica è stata a lungo prevalentemente composta da imprese monopolistiche, operanti in tutte le fasi (integrate verticalmente), poco aperte agli scambi. Le principali ragioni di questo stato di cose erano:

- a) un solo fornitore di una certa area, in una fase di forte crescita dei consumi, poteva meglio e più efficacemente (per le economie di scala) fare gli investimenti per garantire la continuità di fornitura di un servizio essenziale come quello elettrico;
- b) tanto più domanda ed offerta si equilibrano localmente e tanto minori sono i costi e le perdite di trasporto. Inoltre la programmazione integrata di produzione, trasporto e distribuzione è fonte di economie (specie di coordinamento);
- c) l'intervento pubblico ha spesso rafforzato la naturale tendenza al monopolio, trasformando il fornitore in monopolista legale con obblighi e diritti esclusivi;

d) il settore elettrico era considerato un settore strategico dove l'indipendenza nazionale era vitale.

In sintesi: per ragioni tecniche, economiche, politiche e giuridiche, l'industria elettrica si è sviluppata in modo integrato su basi monopolistiche locali tendenzialmente autarchiche.

7. Il Parlamento recepisce la direttiva con la “Legge comunitaria 1995-97: l’art. 36”

L'art.36 della legge comunitaria n.128/98, approvata dal Parlamento il 24 aprile 1998, ha recepito la Direttiva 96/92 Ce sulla promozione del mercato elettrico interno, definendo i compiti ed i ruoli dei soggetti al fine di promuovere la liberalizzazione del settore energetico nel nostro paese; essa prevede che la liberalizzazione del mercato avvenga nel quadro di regole che garantiscano lo svolgimento del servizio pubblico, l'universalità, la qualità e la sicurezza dello stesso, la neutralità e la funzione pubblicistica del trasporto e del dispacciamento, l'applicazione di una tariffa unica nazionale quale garanzia soprattutto per i clienti vincolati. Quindi si prevede che il gestore della rete di trasmissione sia anche il dispacciatore e venga garantita la funzione pubblica e la neutralità del servizio per assicurare l'accesso primario a tutti gli utilizzatori. L'art.36 prevede anche di favorire nell'ambito della distribuzione, dove sono presenti più soggetti operativi, iniziative che portino alla loro aggregazione, valorizzando le imprese degli Enti locali.

Di seguito il testo dell'articolo:

Art.36 (Norme per il mercato dell'energia elettrica)

1. Al fine di promuovere la liberalizzazione del settore energetico, il governo è delegato ad emanare, entro un anno dalla data in vigore della presente legge, uno o più decreti legislativi, per dare attuazione alla direttiva 96/92/Ce del Parlamento europeo e del Consiglio, recante norme comuni per il mercato interno per l'energia elettrica e ridefinire conseguentemente tutti gli aspetti rilevanti del sistema elettrico nazionale, nel rispetto dei seguenti principi e criteri direttivi:
 - a. prevedere che la liberalizzazione del mercato avvenga nel quadro di regole che garantiscano lo svolgimento del servizio pubblico, l'universalità, la qualità e la sicurezza del medesimo, in particolare con l'applicazione al mercato dei clienti vincolati di una tariffa unica nazionale e l'istituzione dell'acquirente unico, al fine di assicurare la disponibilità della capacità produttiva necessaria, la gestione dei contratti, la fornitura e la tariffa unica;
 - b. prevedere che il gestore della rete di trasmissione sia anche il dispacciatore, garantendo sia la funzione pubblicistica sia la neutralità di tale servizio al fine di assicurare l'accesso paritario a tutti gli utilizzatori;
 - c. attribuire al ministro dell'Industria, sentiti il ministro del Commercio con l'estero e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, la responsabilità di salvaguardare la sicurezza e l'economicità del sistema di generazione elettrica nazionale per quanto riguarda l'utilizzo e l'approvvigionamento delle fonti energetiche primarie, operando per ridurre la vulnerabilità complessiva del sistema stesso; a tal fine individuare gli strumenti operativi atti ad influenzare l'evoluzione coerente del sistema di generazione nazionale;
 - d. favorire nell'ambito della distribuzione, laddove sono attualmente presenti più soggetti operanti nello stesso territorio, iniziative che, in base a criteri di massima trasparenza, attraverso normali regole di mercato portino alla loro aggregazione, valorizzando le imprese degli enti locali;
 - e. incentivare, attraverso un'adeguata politica di sostegno e di stimolo, l'uso delle energie rinnovabili e il risparmio energetico, anche con l'obiettivo di una riduzione delle emissioni di CO₂;
 - f. definire le misure per assicurare condizioni di reciprocità nei confronti degli Stati membri del-

l'Unione europea, in relazione al grado di apertura dei loro mercati, anche al fine di assicurare la parità competitiva sul mercato europeo delle aziende elettriche italiane e dell'industria dell'indotto;

- g. collocare la liberalizzazione del mercato elettrico nazionale nell'ottica dell'integrazione europea dei mercati nazionali dell'energia elettrica prevista dalla direttiva comunitaria, finalizzando i decreti legislativi anche all'obiettivo di facilitare la transizione dell'industria nazionale ai nuovi assetti europei.

8. Il dibattito per una liberalizzazione che medi gli interessi

8.1 La tesi di Vaciago - Campidoglio⁵

Finalmente, dopo una lunga attesa, si inizia a parlare del decreto legislativo per il riassetto del settore elettrico (si veda "Il Sole24 Ore" del 18 settembre).

La pausa estiva, dominata dal silenzio dell'esecutivo e dalle tensioni tra Enel e Autorità di settore, aveva fatto temere un appiattimento del Governo sulle richieste della Spa (condivise dai sindacati e da una parte del Parlamento), che avrebbe svuotato di efficacia il provvedimento. Nelle proposte della minicommissione Carpi al Ministero dell'Industria, il compromesso si vede. Ma, almeno nelle possibilità, può essere un buon compromesso, segnato da alcune proposte rilevanti.

Nel mercato vincolato gli altri utenti continueranno, durante la transizione, a essere serviti in regime di esclusiva dal distributore locale e a tariffe fissate dall'Autorità di controllo. Per garantire la continuità del servizio e l'unicità della tariffa nazionale nella delicata fase di transizione verrebbe istituito un Acquirente Unico, costituito come ente pubblico o come spa controllata dal Gis e destinato a scomparire con la definitiva apertura del mercato. Su questa figura si sono appuntate molte critiche (essendo ritenuta inutile o peggio distorsiva) e la sua funzione non è ancora stata chiarita, potendo consistere nella semplice programmazione della domanda futura (AU leggero) o nell'acquisto unitario di energia per conto dei fornitori locali (AU pesante). Certamente lo scopo per cui il Parlamento l'ha così fortemente voluta è di concorrere a mantenere l'integrazione verticale dell'Enel, con i vantaggi politici e occupazionali che ne conseguono. Paradossalmente la stessa Francia, che per analoghi motivi l'aveva ideata sei anni fa, sembra averla rimessa nel cassetto, né se ne trova traccia significativa in altre esperienze internazionali.

8.2 La posizione di Margheri

L'On. Andrea Margheri, nella relazione svolta il 28 maggio all'Assemblea Pubblica del Gruppo di Lavoro Energia del Partito dei Democratici di Sinistra, dà conto degli orientamenti sul tema elaborati dal partito del Ministro dell'Industria Bersani, partito che è quello di maggioranza relativa della coalizione governativa.

Dall'ampia relazione⁶ riportiamo i passi che trattano della tutela dei piccoli consumatori con interventi diretti e con effetti indiretti determinati dagli interventi necessari per eliminare gli oneri impropri che gravano sulla bolletta elettrica mediante i recuperi di efficienza dell'intero settore elettrico.

La funzione di promuovere l'innovazione del "sistema paese" per accrescerne la competitività nelle relazioni internazionali è il ruolo dello "Stato nazione" in questa fase storica. Allo Stato, che si ritira da funzioni gestionali e amministrative, è richiesta una maggiore efficacia sul terreno degli indirizzi strategici e del coordinamento.

Tutti i soggetti istituzionali e imprenditoriali e tutte le forze sociali scendono in campo. La promo-

⁵ Rischio "transizione continua" sulla liberalizzazione elettrica, Il sole 24 ore, 24 settembre 1998.

⁶ Disponibile all'url: <http://www.dsonline.it>. Data ultima consultazione: 5 aprile 2005

zione dell'innovazione e dello sviluppo non si ottiene amministrativamente, con un "piano", una programmazione rigida, ma con l'azione quotidiana per il coordinamento dei protagonisti.

Sul terreno energetico questa nuova funzione dello Stato è ancora poco più che una ipotesi di lavoro, e resta affidata alla capacità di progettare un nuovo momento istituzionale nel quale, con il massimo dei consensi e attraverso il metodo della concertazione, si elaborino gli indirizzi strategici e si organizzino le risorse necessarie per raggiungerli. Nei mesi futuri questo sarà un banco di prova dell'azione del Governo: avanzare una proposta precisa di innovazione istituzionale che trovi il consenso delle Regioni e di tutti gli operatori del settore.

Non è mancata l'illusione di colmare il vuoto istituzionale con l'azione delle Autorità.

In campo energetico l'Autorità per l'elettricità e il gas ha sviluppato negli scorsi mesi una iniziativa molto incisiva.

È chiaro, tuttavia, che tale azione in assenza di regole certe (a causa del ritardo nell'approvazione delle deleghe al Governo contenute nella legge comunitaria) ha suscitato anche contraddizioni e contrasti.

Questo è il punto: l'azione dell'Autorità sarà pienamente efficace nel quadro delle regole e dei vincoli che il Governo dovrà decidere applicando le direttive europee, ma anche in funzione della capacità del Governo di emanare tempestive e coerenti direttive, come previsto dalla legge istitutiva dell'Autorità.

Sulla strada del Governo c'è innanzitutto il passaggio necessario del riassetto del mercato. Non ci sembra che il dibattito sull'articolo 37 della legge comunitaria, che delega il Governo ad emanare i decreti necessari, abbia contribuito molto a chiarire i termini del problema. D'altra parte, la storia negli ultimi due anni ha mostrato la complessità e la vastità del compito. Ha fatto emergere, tuttavia, anche ipotesi e proposte che possono costituire dei punti di equilibrio tra gli interessi delle imprese e quelli dei cittadini e, contemporaneamente, tra le esigenze imprescindibili di liberalizzazione del mercato, con l'ingresso di nuovi competitori, e il mantenimento dell'efficienza e della capacità di iniziativa dell'Enel. Si è intravisto nel travagliato dibattito sulla relazione della Commissione Carpi-De Paoli, il disegno di un modello originale dell'Italia per l'applicazione della direttiva che, com'è ben noto, lascia agli Stati membri il compito di applicare i principi del mercato concorrenziale in armonia con la propria storia economica e con le proprie originali condizioni di partenza.

"Il mercato interno dell'energia elettrica", afferma inoltre la direttiva, "deve essere instaurato progressivamente, al fine di consentire all'industria di adeguarsi in modo flessibile e composto al suo nuovo contesto e per tenere conto dei diversi ruoli nei quali le reti elettriche sono attualmente organizzate."

Partiamo da una condizione caratterizzata da una forte dipendenza degli approvvigionamenti esteri; da una struttura tariffaria resa complessa non solo dall'incidenza di oneri e sgravi fiscali, ma altresì da meccanismi di difesa delle forze sociali meno abbienti; dal meccanismo della tariffa unica, che costituisce un'automatica redistribuzione delle risorse a vantaggio delle aree deboli; da un grande indebitamento dell'Enel e un ammontare molto alto degli "stranded costs"; da una relativa obsolescenza di una parte consistente dell'apparato produttivo vincolato ad un modello energetico storicamente superato.

Il Governo si troverà ad operare tenendo ben presenti questi punti di partenza, se vorrà garantire una transizione più rapida possibile e non traumatica al mercato concorrenziale, considerato come strumento per accrescere la qualità del servizio e per tutelare pienamente i consumatori, per aprire la strada verso un'organizzazione più efficiente e democratica di un settore centrale dell'economia com'è quello dell'energia elettrica.

Via via che procede lo sviluppo del mercato concorrenziale, deve essere affrontato anche il problema di una rilettura della vecchia normativa del CIP6, che progressivamente si è sdoppiata allargandosi ad un sostegno alle imprese private di produzione.

Per la rete di trasmissione, collegata, anche per la norma europea, al dispacciamento, non ci possono essere dubbi sul fatto che è da sostenere la richiesta di un trasparente carattere di assoluta neutralità di fronte ai diversi produttori in concorrenza tra loro.

Di fronte alla rete deve stare (questo è l'indirizzo del Parlamento) l'Acquirente Unico, che è anche

il compratore unico per i clienti vincolati. Ci sembra giusta la preoccupazione tesa ad evitare che si formi un "carrozone" complesso. L'Acquirente Unico deve svolgere una funzione pubblica di garanzia, di trasparenza e di solidarietà sociale.

Ai clienti vincolati dovrà essere applicata la tariffa unica per tipologia di utenza, che è un meccanismo previsto dal legislatore come strumento di "coesione economica e sociale", per usare la definizione dell'Unione Europea: questo appare ancora oggi il meccanismo più opportuno per evitare un ulteriore appesantimento del grande divario tra Nord e Sud. Chi vuole modificare a breve termine tale impostazione, dovrebbe proporre un meccanismo alternativo altrettanto o più efficace nella difesa dei cittadini delle fasce sociali e delle regioni più sfavorite.

A Kyoto comunque, un primo accordo c'è stato ed impegna 38 paesi industrializzati a non aumentare anzi a ridurre entro il 2010 le proprie emissioni di gas serra, rispetto al valore del 1990 pari a 14 miliardi di tonnellate. È bene anche accennare all'altro tema trattato a Kyoto e fortemente voluto dagli Stati Uniti, quello del "commercio delle emissioni" (trading): il protocollo infatti permette a ciascun paese (di quei 38 vincolati dal trattato) di comprare o vendere parte delle proprie quote di emissione. Il trattato ammette questo meccanismo solo tra i 38 paesi sopradetti; si tratta di un sistema già sperimentato a livello nazionale negli Stati Uniti ma non ci sono esperienze di permessi internazionali e anche in questo caso l'opposizione di India e Cina è stata strenua.

Un altro meccanismo è quello per "lo sviluppo pulito" (joint implementation), attraverso il quale un paese potrebbe contabilizzare come sconti alle proprie emissioni i tagli effettuati con investimenti in un altro paese nel campo delle fonti rinnovabili, dell'efficienza energetica, della riforestazione.

Si è visto che l'Italia, nell'ambito degli accordi internazionali e con l'Unione Europea, intende impegnarsi ad una riduzione delle proprie emissioni di CO₂ per un valore nell'anno 2010 pari al 7% di quelle avute nel 1990.

Ma una positiva spinta all'innovazione tecnologica può realizzare questa difficile composizione e incrementare le opportunità di un miglioramento generale della qualità dei servizi.

L'insieme dei problemi di tutela ambientale (che vanno anche oltre il problema delle emissioni di gas serra e riguardano l'uso delle risorse idriche, le installazioni per il trasporto dell'elettricità e del gas e molti altri aspetti) impongono una strategia complessiva, capace di sospingere gli operatori del settore a realizzare essi stessi l'innovazione necessaria. Una strategia che possa, aumentare l'efficacia degli incentivi già in atto e crearne di nuovi per costruire un modello energetico del tutto nuovo, adeguato alle esigenze del mondo contemporaneo.

Come si vede le energie rinnovabili presentano un quadro articolato; in tale quadro è sicuramente possibile ed opportuno attivare uno sforzo per supportarle, dovendo tener conto anche che nel recente libro verde della Commissione Europea "energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili" l'obiettivo proposto è di raddoppiare entro il 2010 il contributo di queste fonti al bilancio energetico dell'Unione Europea, tale obiettivo dovrebbe essere confermato dal corrispondente libro bianco di prossima emanazione.

In questa situazione il sistema di incentivazione previsto dalla legge 9/91 e dal successivo provvedimento CIP6/92 va sostituito con provvedimenti coerenti con il riassetto unico dell'energia elettrica. I consumi di fonti primarie in Italia mantengono una struttura molto diversa rispetto a quelli di altri paesi e ciò pone problemi strategici rilevantissimi. La percentuale del petrolio è nel mondo il 38,8%, in Europa il 44,7%, in Italia il 54,6%. Per i combustibili solidi le percentuali sono del 26,3% del 16,9% e 7,6%. Per il gas naturale 21,6%, 22,2% e 26,7%. Per le fonti idriche e geologiche le quote sono 6,9%, 2,9% e 11,1%. In Italia è assente il nucleare che nel mondo copre il 6,4% e in Europa il 13,3%. Le variazioni principali in Italia derivano dall'importazione del gas che dal 1970, quando ancora ci si basava solo su una produzione nazionale di 13 mld di metri cubi, è cresciuta sino a 36 mld di metri cubi. Ora le fonti fossili contribuiscono all'86% della produzione elettrica per un totale di 45,7 milioni di TEP (tonnellate equivalenti di petrolio) su un totale consumato di 174 milioni di TEP per l'insieme dei consumi energetici. Questi dati propongono alcuni grandi problemi di carattere sia economico sia ambientale. Le esigenze che sembrano emergere sono queste:

a) un'evoluzione dei consumi verso una maggiore penetrazione elettrica con una modificazione

- della struttura dei consumi di fonti primarie per la produzione: vanno valorizzate e incentivate le tecnologie che consentono di usare prioritariamente il gas e innanzitutto, i cicli combinati;
- b) un incremento dell'uso delle fonti rinnovabili (soprattutto solare, bio-masse ed eolica) per la produzione di energia elettrica e a questo obiettivo fondamentale deve essere indirizzata la revisione del CIP6, valorizzandone i benefici ambientali;
 - c) il mantenimento della massima tensione nella creazione delle condizioni geopolitiche per diversificazione.

Su questi terreni c'è una possibilità di intervento molto ampia. L'esigenza ancora più urgente e pressante è di agire nel campo delle nuove tecnologie di produzione: i cicli combinati, nella loro connessione con la termodistruzione dei rifiuti e con il teleriscaldamento che in Italia appare molto in ritardo. A questo si devono collegare anche le azioni per incrementare ulteriormente l'efficienza del sistema e il conseguente risparmio.

Da tutto ciò la Conferenza energetica del prossimo novembre potrà trarre un'ipotesi di intervento strategico del governo, delle regioni, e del mondo produttivo per modificare la struttura dei nostri approvvigionamenti di materie prime nel senso di ridurre la nostra dipendenza e i vincoli di natura economica e di natura ambientale legati alle fonti fossili, indipendentemente dalla caduta dei prezzi e dal vantaggio che da ciò deriva. Come è facile constatare tutto questo significa ricerca e rinnovazione tecnologica.

Una media delle percentuali sul fatturato che le 18 maggiori imprese di energia destinano ad attività di ricerca e sviluppo è di 1,38%. La media sale al 5,8% se si considerano le 19 imprese manifatturiere del settore energetico maggiore del mondo. Ora, il massimo investimento dell'Enel è stato l'1,30 del '92 che è decresciuto sino all'1 del '95.

L'aspetto più rilevante è il fatto che anche in questo campo cessa la delega dello Stato al monopolio pubblico. Lo Stato ha sulle spalle la sua parte di responsabilità per il futuro delle attività di ricerca. Le politiche di bilancio tese a massimizzare l'utile a breve termine delle aziende, d'altro canto, portano naturalmente alla riduzione dei cosiddetti "costi discrezionali" dei quali fanno parte i costi di ricerca e sviluppo. È quindi necessario un intervento attivo da parte del Governo e dell'organo di controllo del settore che verificano l'entità degli investimenti per ricerca e sviluppo delle imprese e, se necessario, mettano in atto interventi di incentivazione e di sostegno.

8.3 La voce dei consumatori

Nell'ambito del riordino del sistema elettrico, le posizioni dei consumatori emergono dalle memorie⁷, che seguono presentate all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

1) Memorandum delle Associazioni dei Consumatori al documento dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas del 10 marzo 1998 sulle linee guida per la regolamentazione delle tariffe elettriche

Con il Memorandum del 18 luglio 1997 le Associazioni dei consumatori espressero osservazioni al documento dell'Autorità del 12/06/97 (*Criteri per la definizione del nuovo ordinamento tariffario*).

Con il presente Memorandum si riconferma integralmente il contenuto di tali osservazioni, limitandoci ad integrare ed a precisare meglio taluni nostri orientamenti e rinviando alle osservazioni precedenti le parti non esplicitamente richiamate.

Desideriamo esprimere anzitutto il nostro rammarico per il fatto che l'Autorità non ci ha trasmesso la documentazione sui dati di base del servizio elettrico nazionale, che Vi avevamo richiesto con il nostro Memorandum, e che riteniamo fondamentale per supportare le nostre osservazioni con dati economici ufficiali. Riconfermando la richiesta di fornirci i dati indicati nei punti 1, 2 e 3 del già citato

⁷ Archivio storico Federconsumatori

Memorandum, aggiornati all'anno 1997, si sottolinea con forza l'esigenza di permettere alle Associazioni dei Consumatori di acquisire conoscenze e dati indispensabili per la nostra attività e dai quali siamo stati sinora esclusi.

In vista della nuova regolamentazione delle tariffe elettriche esposta nel documento del 10/03/98, esprimiamo l'esigenza di programmare ulteriori audizioni con le Associazioni dei Consumatori dopo che ci avrete fornito i dati sul servizio elettrico. Infatti è di fondamentale importanza per noi che la consultazione avvenga sulla base di una ipotesi di tariffa definita che ci permetta di rapportare i ricavi complessivi presunti applicando le nuove tariffe, con il precedente introito delle imprese elettriche e di comprare, per fasce di consumo, il costo a carico delle famiglie rispetto ai corrispondenti importi delle bollette precedenti.

A. Criteri per la riorganizzazione delle tariffe

In via generale si rimanda alle osservazioni contenute nel capitolo *Criteri per il riordino tariffario* del nostro Memorandum del 18 luglio 1997, con le seguenti precisazioni che in particolare si riferiscono alle utenze domestiche:

- Si riconferma l'esigenza di assicurare il servizio elettrico universale, garantendo la fruibilità dell'elettricità domestica in tutto il territorio nazionale, sia prevedendo costi sostenibili (forfettari) per gli allacciamenti alle utenze isolate e di basso consumo, sia prevedendo una unica tariffa massima nazionale.
- Si condivide la proposta di ridurre le classi di utenza e di prevedere tariffe corrispondenti ai costi di ciascuna classe. Tuttavia si chiede di conoscere in dettaglio i criteri di attribuzione dei costi fra l'una e l'altra classe, nonché quelli adottati per il riconoscimento dei costi esposti dalle imprese. In specifico si esprime la nostra contrarietà ad imputare alle utenze domestiche i maggiori costi occorrenti per assicurare la disponibilità di energia elettrica nei picchi di consumo giornalieri e stagionali. Infatti, i consumi elettrici domestici si situano nella fascia di potenza costante mentre sono le imprese, segnatamente quelle industriali, ad avere necessità di disporre dei picchi di potenza.
- La tariffa unica nazionale non dovrà fare riferimento ai costi delle imprese di media efficienza, e non a quelli delle imprese marginali, evitando che le imprese più efficienti realizzino profitti abnormi.
- La regolamentazione della tariffa unica nazionale, intesa come prezzo massimo del servizio elettrico collegato a standard di qualità definiti dall'Autorità, deve permettere alle imprese elettriche di proporre alle proprie utenze domestiche anche prezzi inferiori alla tariffa massima. Pertanto, non dovrebbe essere consentito alle imprese fornitrici di proporre alle utenze domestiche tariffe superiori a quella unica nazionale, anche se collegate a servizi diversi e migliori degli standard minimi. Ciò per due motivi: 1) gli utenti non dispongono di alcun strumento di controllo di qualità; 2) occorre evitare il rischio che campagne pubblicitarie ben orchestrate inducano consumi incoerenti con l'uso razionale dell'energia.

B. Agevolazioni tariffarie

La proposta di trasformare le attuali agevolazioni tariffarie vigenti per talune categorie produttive, in contributi espliciti e specifici, permette di evidenziare contabilmente l'entità delle agevolazioni, ma non risolve il problema dei costi che resterebbero a carico delle altre utenze elettriche. A parere delle scriventi Associazioni, tali contributi dovrebbero essere invece coperti dalla fiscalità generale. A questo proposito si chiede che l'Autorità si faccia interprete di una proposta formale presso il Governo. Inoltre, anche al fine di valutare correttamente l'ampiezza del problema, si chiede di conoscere esattamente l'ammontare di tali costi e la loro durata.

C. Uso razionale dell'energia

Le nostre Associazioni ritengono che la nuova regolamentazione delle tariffe elettriche debba contribuire a sviluppare anche presso le utenze domestiche una cultura finalizzata all'uso razionale dell'energia, ad incentivare il risparmio energetico e l'impiego di fonti energetiche rinnovabili.

A questo fine è decisiva una informazione corretta, capillare ed incisiva, che sinora non è stata realizzata. anche per la chiara contrarietà delle imprese elettriche. Le Associazioni dei Consumatori, anche ai sensi della legge 481/95, ritengono che l'Autorità debba programmare campagne volte ad informare le famiglie sulle scelte migliori per gli utenti, ai fini di un uso razionale dell'energia elettrica. Le nostre Associazioni si dichiarano sin d'ora pronte a collaborare fattivamente alle iniziative eventualmente proposte dall'Autorità.

In merito al risparmio energetico delle famiglie si ritiene opportuno che l'Autorità:

1) vieti l'introduzione di un nuovo livello di potenza, intermedio fra 3 e 6 kW (4,5 kW). Infatti la maggioranza delle famiglie, che attualmente ha installata una potenza di 3 kW, non utilizza contemporaneamente gli elettrodomestici energivori e contribuisce così ad abbassare i picchi di fabbisogno elettrico. L'introduzione del livello di potenza di 4,5 kW è antitetico rispetto ad una politica rivolta all'uso razionale dell'energia elettrica, proprio perché permetterebbe di usare contemporaneamente gli elettrodomestici energivori.

2) verifichi la possibilità (condizioni contrattuali, costo del contatore e facilitazioni tariffarie) di introdurre tariffe multiorarie che incentivino le famiglie ad usare gli elettrodomestici energivori nelle fasce orarie di minor consumo elettrico.

D. Tariffe per le utenze domestiche

Nel riconfermare integralmente le considerazioni espresse nel precedente Memorandum in tema di tariffe per l'utenza domestica, riguardo ai contenuti del documento oggetto di consultazione, le Associazioni dei Consumatori precisano:

- le nuove tariffe per le utenze domestiche devono essere costruite in modo da assicurare che l'introito complessivo delle imprese elettriche non superi l'ammontare attualmente pagato dalle famiglie;
- la correzione delle sperequazioni interne all'utenza domestica, collegate all'attuale sistema tariffario basato sulle fasce di consumo, deve avvenire con gradualità e nell'ambito di percorsi prefissati, chiari e trasparenti.

Per conseguire questi obiettivi, rispetto alla proposta del documento dell'Autorità, è necessario introdurre un sistema di vincoli che, analogamente a quanto previsto per le utenze domestiche:

- permetta di verificare periodicamente che l'andamento degli introiti delle imprese elettriche provenienti dalle utenze domestiche non superi i livelli complessivi prestabiliti;
- assicuri che la gradualità prevista per il superamento degli attuali scaglioni tariffari, rimanga nell'ambito delle ipotesi previste per le diverse fasce di consumo.

Infatti, come già abbiamo avuto modo di esporre, a nostro parere la nuova regolamentazione delle tariffe per l'utenza domestica, mediamente, non deve prevedere maggiori oneri a carico delle famiglie. Anzi, tenendo conto:

- a) degli incrementi di efficienza che devono essere richiesti alle imprese fornitrici di elettricità;
- b) delle maggiori economie che deriveranno dal processo di liberalizzazione del settore;
- c) della riduzione dei costi finanziari e per gli investimenti che discendono dalla introduzione della moneta unica europea;

- d) delle agevolazioni tariffarie per alcune categorie produttive che impropriamente gravano sulle utenze elettriche;
- e) dei contributi alle imprese autoproduttrici e di quelli per la generazione di elettricità con fonti rinnovabili e assimilate, che a nostro avviso dovranno essere drasticamente ridotti o eliminati.

Il costo complessivo dell'energia elettrica consumata dalle famiglie italiane dovrebbe in prospettiva diminuire.

E. Tariffa sociale

Le Associazioni dei Consumatori riconfermano l'esigenza di definire una tariffa sociale da applicare alle utenze domestiche delle famiglie economicamente disagiate.

Fermo restando che le linee guida per l'individuazione della fascia sociale e l'entità delle agevolazioni tariffarie da applicare, dovrebbero essere oggetto di indirizzo da parte del Governo, a parere delle scriventi Associazioni:

- 1) le agevolazioni tariffarie dovrebbero essere applicate ad una fascia sociale corrispondente alle famiglie al di sotto della soglia di povertà, così come questa è stata definita dalla apposita Commissione Governativa;
- 2) l'accesso alle agevolazioni tariffarie dovrebbe avvenire con criteri equi e trasparenti, utilizzando gli strumenti e le metodologie recentemente approvati dal Governo (riccometro), oppure altre procedure che permettano di raggiungere i medesimi obiettivi;
- 3) l'onere delle agevolazioni tariffarie per la fascia sociale deve essere redistribuita fra l'insieme delle utenze elettriche non a carico esclusivo delle utenze domestiche;
- 4) le agevolazioni tariffarie per la fascia sociale dovrebbero essere limitate alle utenze con potenza installata non superiore a 3 kW e sino ad un tetto massimo di consumo proporzionale al numero dei componenti il nucleo familiare, e sufficiente a garantire l'illuminazione e l'uso degli elettrodomestici indispensabili per una vita decorosa (ferro da stiro, lavatrice, radio e TV, scaldabagno, forno, asciugacapelli).

F. Aggiornamenti tariffari

Rispetto alla proposta del documento per la consultazione, si formulano le seguenti osservazioni:

- per la parte di aggiornamento annuale collegato all'inflazione si dovrebbe prendere a riferimento il tasso medio annuo di inflazione programmata indicato nel DPEF (con eventuali verifiche annuali) e non il tasso di variazione medio annuo, relativo all'anno precedente, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati;
- l'aggiornamento annuale delle tariffe, pur riferendosi a criteri definiti dall'Autorità, non dovrebbe quindi avvenire automaticamente, ma essere preceduto da una istruttoria, all'interno della quale prevedere la consultazione delle Associazioni dei Consumatori.

2) Memorandum delle Associazioni dei Consumatori al documento dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas del 10 marzo 1998 sulle linee guida per la regolamentazione della qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica

Le osservazioni del presente Memorandum si riferiscono ai criteri per la regolamentazione della qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica proposti dal documento dell'Autorità, senza

entrare nel merito del livello degli standard, per i quali si chiede di programmare una successiva audizione sulla base delle proposte di merito predisposte dall'Autorità.

Riguardo alle linee guida proposte dal documento per la consultazione, si osserva:

- 1) **Standard minimi di qualità.** Gli standard minimi di qualità decisi dall'Autorità, in via generale, dovranno valere per tutto il territorio nazionale. L'eventuale raggiungimento di tali standard da parte delle imprese elettriche potrebbe avvenire con due diversi criteri di gradualità: a) per gli standard dipendenti dalla organizzazione interna delle imprese, i tempi concessi alle imprese per allinearsi agli standard minimi dovrebbero essere brevi ed uniformi per tutto il territorio nazionale; b) per il raggiungimento degli standard ricollegabili a programmi di investimenti tecnologici, i tempi per l'allineamento potrebbero essere commisurati all'entità degli investimenti occorrenti nei diversi ambiti territoriali.
- 2) **Clausole contrattuali vessatorie.** È opportuno che l'Autorità compia una verifica approfondita delle clausole contenute nei contratti di fornitura predisposti dalle imprese elettriche, al fine di individuare quelle che possono essere considerate vessatorie, ai sensi della legislazione vigente, decretarne la nullità ed emanare direttive che impegnino le imprese elettriche a modificare in questo senso i contratti in essere e quelli futuri. A questo proposito si segnala la decisione del Tribunale di Palermo che, con la sentenza del 20/3/98, dichiara vessatorie oltre 15 parti del contratto che l'ENEL fa sottoscrivere per la fornitura elettrica alle utenze domestiche (B. Romano contro ENEL). Tale verifica deve vedere la partecipazione attiva delle Associazioni dei Consumatori, anche in coerenza con la normativa nazionale e comunitaria che attribuisce alle Associazioni facoltà di intervento in materia.
- 3) **Taratura dei contatori e verifica del livello di tensione.** L'attuale normativa contrattuale pone a carico dell'utente il costo delle verifiche sui contatori e sul livello di tensione, nel caso in cui la verifica riscontri la regolarità delle apparecchiature. Queste norme scoraggiano, sino ad annullarle, le richieste di verifica da parte degli utenti e non inducono le imprese a programmare con regolarità le verifiche e le tarature dei contatori. Per superare questa situazione è opportuno che l'Autorità disponga che le imprese elettriche programmino i loro interventi di verifica e di taratura in modo che, nel giro di alcuni anni, gli interventi coprano tutte le utenze domestiche. Ovvero, ogni utenza domestica dovrebbe aver diritto di richiedere periodicamente un intervento gratuito di verifica.
- 4) **Procedure di conciliazione del contenzioso.** Il documento proposto per la consultazione non accenna alle procedure di conciliazione del contenzioso. Pur consapevoli delle carenze della legge 481/195 in merito, le Associazioni dei Consumatori ritengono che la regolamentazione della qualità del servizio elettrico debba comprendere anche le procedure di conciliazione del contenzioso. In proposito si propone che l'Autorità si organizzi per derimere, in sede extragiudiziale, l'eventuale contenzioso sulla qualità del servizio e sugli addebiti in bolletta. Al fine di evitare che gli uffici dell'Autorità siano sovraccaricati dalla pratiche di contenzioso, l'Autorità stessa potrebbe favorire una intesa fra l'ENEL e la CISPEL da una parte e le Associazioni dei Consumatori dall'altra, circa una procedura di conciliazione del contenzioso semplificata, che in prima istanza dovrebbe svolgersi direttamente fra l'Azienda e l'utente, assistito dalla Associazione alla quale abbia conferito il mandato. **In questa ipotesi l'Autorità**, pur essendo aperta a tutti i cittadini, nei fatti si limiterebbe a svolgere una attività di conciliazione di seconda istanza. Una procedura analoga è in atto da tempo con una importante Azienda di servizi e sta dando risultati soddisfacenti. In ogni caso si avverte l'urgenza che l'Autorità formalizzi una proposta da sottoporre alla consultazione delle Associazioni dei Consumatori e delle imprese.
- 5) **Rapporti con gli utenti.** Le imprese elettriche che si sono dotate della Carta dei Servizi hanno stabilito unilateralmente gli standard minimi di qualità del servizio al livello compatibile con la propria organizzazione aziendale, anziché sulla base delle esigenze degli utenti. Generalmente, gli standard che definiscono il rapporto con gli utenti (orari degli uffici, informazioni, linee telefoniche gratuite, tempi di esecuzione delle riparazioni e degli allacciamenti, appuntamenti personalizzati, contratti, ecc.) indicati nelle Carte dei Servizi, sono penalizzanti per gli utenti. Riservandoci di formulare

osservazioni di merito in occasione della consultazione su una proposta più definita, anticipiamo sin d'ora che gli standard indicati nelle attuali Carte dei Servizi, dovranno essere sensibilmente migliorati in favore degli utenti. Inoltre, fra gli indicatori proposti dal documento dell'Autorità per i livelli specifici di qualità, per le utenze domestiche vanno compresi anche: a) tempo massimo di riattivazione in caso di distacco per morosità; b) tempo massimo di ripristino della fornitura in caso di interruzioni accidentali; c) durata massima delle sospensioni programmate della fornitura; d) la riduzione di tale tolleranza a $\pm 51\%$, quale risulta vigente in altri paesi europei, della tolleranza sulla tensione elettrica erogata, che attualmente è pari a $\pm 10\%$.

C) Memorandum delle Associazioni dei Consumatori ADICONSUM, ADOC, FEDERCONSUMATORI al documento dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas del 12 giugno 1997. Criteri per la definizione del nuovo ordinamento tariffario (ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettera e) della legge 14/11/95 n.481).

Le osservazioni delle Associazioni dei Consumatori contenute nel presente Memorandum, fatte salve alcune puntualizzazioni, sono da considerarsi non definitive in quanto non è stato possibile supportare le nostre riflessioni con una sufficiente documentazione sui dati di base del servizio elettrico nazionale, che sinora ci sono stati sistematicamente negati dalle imprese elettriche.

Per questo motivo chiediamo formalmente all'Autorità:

- 1) Di volerci fornire i dati relativi all'anno 1996 riguardanti le forniture per utenze domestiche e precisamente: (i) il numero degli utenti, suddivisi per tipologie contrattuali in quanto a potenza impegnata, per regione di residenza e fra abitazioni principali e seconde case; (ii) i Kilovattore consumati nel 1996 dalle utenze domestiche, complessivamente e separatamente per ciascuna delle fasce tariffarie attualmente in vigore; (iii) i ricavi del 1996 delle imprese distributrici di energia elettrica imputabili alle utenze domestiche, complessivi e suddivisi per le fasce tariffarie attualmente in vigore, al netto delle imposte e tasse.
- 2) Per quanto attiene al complesso consumo di elettricità chiediamo di poter disporre, sempre relativamente all'anno 1996, delle seguenti informazioni: (i) il consumo di energia relativo alle utenze non domestiche, complessivo o suddiviso per classi di utenza così come sono indicate nella tabella 3 della Delibera n. 70/97 di codesta Autorità; (ii) l'enucleazione delle normative che dispongono agevolazioni tariffarie speciali per taluni comparti del sistema produttivo, nonché la quantificazione di tali agevolazioni in rapporto all'energia elettrica consumata nel 1996 da ciascun fruitore; (iii) l'elenco dei soggetti economici che nel 1996 hanno beneficiato delle compensazioni finanziarie a carico della Cassa Conguaglio Settore Elettrico con una indicazione dettagliata degli importi e delle normative che hanno originato gli interventi.
- 3) Di conoscere le risultanze della rilevazione, in atto da parte di codesta Autorità, dei costi del servizio elettrico nazionale, di cui fate menzione all'ultimo capoverso del paragrafo 2.4 del Vs. documento per la consultazione.
- 4) Di programmare ulteriori audizioni con le Associazioni dei Consumatori, in aggiunta a quelle previste dal Vs. calendario (punto 12 e segg.), in quanto le esigenze di conoscenza e di approfondimento delle scriventi Associazioni, non possono essere esaudite soltanto con il programma di audizioni proposto, perché ci è stata sinora negata la conoscenza dei dati essenziali del servizio elettrico nazionale.

A. Criteri per il riordino tariffario

Le Associazioni dei Consumatori condividono gli obiettivi generali, indicati al paragrafo 2.1 del documento di consultazione, che l'Autorità si propone di conseguire con il riordino delle tariffe elettriche.

In via preliminare, ed in attesa di poter essere più puntuali alla luce delle informazioni richieste, desideriamo esporre alcune osservazioni che sono particolarmente importanti dal punto di vista degli utenti domestici:

- È auspicabile che le decisioni del Governo, in armonia con le direttive europee, superino il rigido monopolio del settore e favoriscano lo sviluppo di una effettiva concorrenza in ciascuna fase della filiera elettrica. Anche i criteri del riordino tariffario dovranno accompagnare questa prospettiva.
- La tariffa unica nazionale, prevista dalla legge 481/95, è condivisa dalle Associazioni dei Consumatori. Più in dettaglio si sottolineano i seguenti aspetti:
 - a) le tariffe di tutte le classi di utenza debbono comprendere una quota da destinarsi ad un sistema di perequazione, finalizzato ad assicurare il servizio universale anche in quelle aree ove, non per colpa dei soggetti esercenti il servizio, si riscontrano costi più elevati, in modo da riequilibrare la convenienza economica del soggetto erogatore;
 - b) le tariffe di tutte le classi di utenza debbono inoltre comprendere una quota destinata a proteggere le fasce più deboli della popolazione, in modo che il servizio elettrico sia comunque assicurato a tutte le famiglie;
 - c) la costituzione di Fondi ad hoc per ognuna delle esigenze espresse ai punti a) e b) è indispensabile per garantire la massima trasparenza della struttura tariffaria e un adeguato controllo sugli interventi.
- Si condivide il concetto di tariffa unica nazionale quale prezzo massimo del servizio elettrico, collegato a standard di qualità definiti dall'Autorità, con la possibilità per i soggetti erogatori dell'elettricità di proporre ai propri utenti prezzi inferiori alla tariffa. Tuttavia, per evitare che la tariffa "unica massima" sia fissata ad un livello troppo elevato (compatibile con i costi delle imprese marginali, determinando profitti abnormi per le imprese più efficienti), è necessario che i livelli tariffari siano definiti facendo riferimento almeno ai costi delle imprese di media efficienza. È necessario altresì stimolare sistemi di concorrenza comparativa fra i diversi gestori delle reti locali, in attesa che sia possibile introdurre una reale concorrenza anche in questo ambito.
- La determinazione delle tariffe per le diverse classi di utenza sulla base dei costi del servizio, enucleati verticalmente per le principali fasi della filiera, in via di principio è condivisibile. A questo proposito è necessario che l'Autorità fissi criteri trasparenti ed omogenei di contabilità industriale per la redazione dei bilanci di tutte le aziende elettriche. In questa prospettiva è necessario assicurare a ciascuna categoria di utenti livelli di tariffe corrispondenti ai reali costi sostenuti per l'erogazione elettrica. A titolo esemplificativo si rammenta che non potranno essere imputati alle utenze domestiche i costi occorrenti per assicurare la disponibilità di energia elettrica nei picchi di consumo giornalieri e stagionali (notoriamente più elevati di quelli occorrenti per garantire una fornitura di livello costante), poiché i consumi elettrici domestici si situano nella fascia di potenza costante, mentre sono le imprese, segnatamente quelle industriali, ad avere necessità di disporre dei picchi di potenza.
- La concorrenza nella fase della produzione elettrica deve avvenire nel mercato liberalizzato, abolendo la decisione CIP del 1992 che impegna l'Enel ad acquistare l'energia elettrica dagli autoproduttori a 150 lire il Kilovattore, che assicura loro un assurdo premio.
- Lo sviluppo della concorrenzialità potrebbe rendere antieconomici taluni impianti tecnologicamente meno avanzati ed indurre le imprese elettriche coinvolte a richiedere incentivazioni per la chiusura degli impianti più obsoleti. Si sottolinea anche come tale prospettiva possa essere fonte di speculazioni (impianti fermati e poi riavviati, vedi siderurgia). Tuttavia, poiché i maggiori vantaggi della liberalizzazione della produzione elettrica andrebbero inevitabilmente ai grandi consumatori, tali eventuali costi non potranno comunque gravare sulle utenze domestiche.

B. Agevolazioni al sistema produttivo

Su questo capitolo ci riserviamo di esprimere più puntualmente le nostre osservazioni dopo che avremo ricevuto la documentazione richiesta. Le Associazioni dei Consumatori considerano che, in via di principio, è inaccettabile che le agevolazioni al sistema produttivo siano a carico delle altre utenze elettriche e, in modo particolare di quelle domestiche.

In linea di massima si concorda con le indicazioni, talvolta espresse come ipotesi, riportate al paragrafo 6 del documento per la consultazione, evidenziando fin d'ora l'esigenza:

- di procedere da subito alla separazione contabile tra tariffa ed agevolazioni, per ovvie ragioni di trasparenza e per evidenziare anche le agevolazioni meno note;
- di effettuare una revisione selettiva di tali agevolazioni per individuare eventuali incongruenze e proporre le opportune modifiche legislative;
- di affermare che il costo di eventuali agevolazioni tariffarie al sistema produttivo debba essere a carico del bilancio dello Stato, attraverso la fiscalità generale. Qualora questo principio risultasse momentaneamente impraticabile, in via transitoria, l'eventuale costo di tali agevolazioni dovrà essere equamente ripartito fra tutte le utenze elettriche.

C. Tariffe per le utenze domestiche

Le Associazioni dei Consumatori ritengono improcrastinabile la introduzione di un equo ed efficiente sistema di tutela delle fasce economicamente più deboli della popolazione. Anche a questo fine convengono sulla opportunità di una revisione della struttura delle tariffe per le utenze domestiche, che corregga anche le sperequazioni interne.

La revisione deve assicurare che l'ammontare complessivo pagato dalle famiglie per i consumi elettrici, non solo non deve aumentare, ma anzi dovrà ridursi. Infatti, come già abbiamo avuto modo di esporre, a nostro parere la struttura tariffaria che si è andata consolidando negli anni sta penalizzando in modo particolare le utenze domestiche rispetto alle altre utenze elettriche. Pertanto le nuove tariffe dovranno pesare di più su quelle utenze che sinora sono state favorite dalla politica tariffaria vigente.

In attesa di disporre dei dati richiesti per precisare meglio le nostre proposte, indichiamo sin d'ora taluni criteri che dovrebbero presiedere alla revisione delle tariffe:

- 1) le riduzioni tariffarie per i consumi sino a 150 Kwh mensili applicati alle utenze con 3 Kw di potenza, non tutelano le fasce economicamente più deboli della popolazione ma, anzi, spesso sono fonte di sperequazioni e di ingiustizie. Così pure le maggiorazioni tariffarie per i consumi oltre i 150 Kwh mensili, introdotte per recuperare le agevolazioni sui bassi consumi, sono ingiuste e anacronistiche. Pertanto, ferme restando le attuali diversificazioni in funzione della potenza installata, la tariffa per le utenze domestiche potrebbe tendere alla unificazione. A tutela dell'ambiente ed al fine di contribuire al diffondersi di una cultura verso l'uso razionale dell'energia, potrebbe essere opportuno mantenere una parziale progressività delle tariffe, crescenti in rapporto alla quantità dei consumi. Ovviamente, in riferimento a quanto affermato in premessa, l'intera operazione dovrà comportare una riduzione del costo medio del kilovattore attualmente pagato dalle utenze domestiche.
- 2) Vanno introdotte agevolazioni tariffarie per le fasce economicamente più deboli della popolazione. Tali agevolazioni dovranno essere progressivamente più consistenti in proporzione del grado di povertà e di degrado sociale delle famiglie (sino al limite della gratuità della erogazione entro limiti di consumo prefissati, per le famiglie più povere). Le agevolazioni dovrebbero riguardare le famiglie al di sotto della c.d. "soglia di povertà" che, come è noto, tiene conto del reddito complessivo del nucleo familiare. Così si comprenderebbero gli anziani soli o in coppia con pensione sociale o al minimo, gli handicappati che percepiscono l'assegno di accompagna-

mento, le famiglie dei disoccupati, le famiglie monoreddito numerose: tutte situazioni di disagio sociale alle quali va garantito l'accesso al servizio elettrico universale. Per la individuazione delle situazioni aventi diritto alle agevolazioni tariffarie, si dovrebbe ricorrere agli strumenti che recentemente sono stati messi a punto dal Ministero delle Finanze per misurare le condizioni di vita delle famiglie ai fini del diritto alle prestazioni sociali.

- 3) In via transitoria ed in attesa della individuazione delle situazioni familiari aventi diritto alle agevolazioni tariffarie, si potrebbe mantenere un primo scaglione tariffario agevolato per tutte le utenze domestiche di entità proporzionale ai componenti il nucleo familiare.
- 4) Una speciale tariffa ridotta dovrà essere prevista per l'energia elettrica consumata dalle famiglie nelle ore notturne. Questo provvedimento indurrà in consumatori ad un uso razionale dell'energia con un effetto benefico per le risorse del paese, che compenserà ampiamente gli investimenti necessari.

D. Criteri di aggiornamento delle tariffe

Rispetto ai criteri di aggiornamento delle tariffe previsti dalla legge 481/95, in attesa di conoscere le grandezze economiche della formula proposta e le loro possibili evoluzioni nel tempo, formuliamo le seguenti osservazioni:

- per la parte di aggiornamento annuale collegato all'inflazione va preso a riferimento il tasso medio annuo di inflazione programmata indicato nel DPEF (con verifiche annuali di congruimento) e non quello relativo all'anno precedente;
- il livello dei parametri che dovrebbero riflettere gli incrementi attesi di produttività delle aziende elettriche, ancorché indicati dall'Autorità per un periodo triennale, dovranno poter essere verificati ed eventualmente modificati annualmente.

In sostanza, l'aggiornamento annuale delle tariffe, sia per la parte collegata al costo dei combustibili, sia per le altre parti, pur riferendosi a criteri predefiniti dall'Autorità, non dovrà essere automatico, con semplice presa d'atto dell'Autorità, ma essere preceduto da una approfondita istruttoria, all'interno della quale prevedere l'audizione delle Associazioni dei Consumatori.

E. Carta dei servizi e qualità del servizio elettrico

Le Associazioni dei Consumatori, con lettera del 16 giugno scorso, hanno fatto presente all'Autorità l'esigenza che gli standard qualitativi indicati nelle Carte dei Servizi previste dalla c.d. Direttiva Ciampi del 27/01/94, non possano essere fissati autonomamente dalle aziende elettriche, ma debbano semmai costituire la base di partenza per la loro determinazione da parte dell'Autorità, attraverso periodici confronti con le Associazioni dei Consumatori.

A titolo di esempio, fra le diverse questioni concernenti la qualità del servizio elettrico, segnaliamo il danno che deriva agli utenti domestici dalla tolleranza sulla tensione elettrica erogata, attualmente pari a + 10%. La riduzione di tale tolleranza a + 5%, quale risulta vigente in altri paesi europei, è una decisione non più rinviabile. Come pure è inaccettabile che il monitoraggio sulla soddisfazione dei clienti sia svolto da società incaricate e retribuite dalle aziende elettriche committenti. Tale compito dovrebbe essere svolto dall'Autorità, anche attraverso organismi esterni, con il coinvolgimento attivo delle Associazioni dei Consumatori.

Sull'insieme delle questioni collegate alla Carta dei Servizi, si sollecita una specifica audizione di codesta Autorità con le Associazioni dei Consumatori.

F. Regime fiscale delle tariffe elettriche

Si concorda con l'esigenza di rivedere la disciplina fiscale sui consumi di energia elettrica e si invita l'Autorità a formulare una proposta.

Riservandoci di presentare le nostre osservazioni alla luce della proposta dell'Autorità, si sottolinea si d'ora l'incongruenza che le accise e le altre imposte siano considerate base imponibile per il calcolo dell'IVA.

Il riordino della fiscalità sul consumo di energia elettrica potrebbe anche essere l'occasione per diversificare il carico fiscale in rapporto ai consumi elettrici, per incoraggiare un uso razionale dell'energia e per contribuire alla migliore salvaguardia dell'ambiente.

8.4 Le valutazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

In tale contesto di evoluzione normativa e sviluppo del settore elettrico, l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas non prende posizione, ma adotta una visione retrospettiva come emerge dalla memoria, di cui seguono alcuni estratti, presentata alla Camera dei deputati sul tema "Liberalizzazioni e privatizzazioni nei mercati dell'elettricità e del gas"⁸.

A. Processi di privatizzazione e liberalizzazione

Un intenso dibattito di massa ha accompagnato la radicale trasformazione dell'assetto legale, organizzativo e funzionale dei settori dell'elettricità e del gas. Con felice sintesi, l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas ha fornito al Parlamento le ragioni dell'impegno profuso in tale dibattito dalla società civile, dagli operatori economici, dai sindacati, e dalle associazioni dei consumatori oltre che dalla politica italiana.

La particolare attenzione dedicata all'interazione tra i processi di privatizzazione e di liberalizzazione va fatta risalire alla rilevanza strategica del settore energetico, vale a dire il suo ruolo per la sicurezza nazionale, le specifiche esigenze dei consumatori e quelle per la tutela ambientale, l'impatto sugli altri comparti industriali e dei servizi, più in generale, la pervasività del settore energetico nel sistema socio-economico del Paese.

Questi richiami all'interazione tra privatizzazioni e liberalizzazioni e all'avvio dei due processi nel nostro Paese, possono costituire un utile punto di partenza per l'analisi della situazione attuale e delle sue prospettive.

I processi di liberalizzazione e privatizzazione per il settore energetico nazionale non possono dirsi ancora compiuti. A livello nazionale, non si è ancora pervenuti al completamento della privatizzazione, anche nei segmenti energetici già aperti alla concorrenza (ad es. produzione e vendita).

D'altra parte una posizione dominante degli ex monopolisti non faciliterebbe la transizione verso il dispiegarsi degli effetti positivi della liberalizzazione.

B. Privatizzazioni e monopoli naturali

L'interesse prioritario dell'Autorità è per la terzietà e l'indipendenza, da ogni altro operatore di settore, delle aziende a cui sono affidati servizi connessi a monopoli naturali o tecnici (ad esempio, reti di trasporto, di distribuzione e stoccaggio di gas).

Come già accennato, l'Autorità, sulla base della legge n. 481/95, svolge funzioni di tutela dei con-

⁸ Disponibile all'url: http://www.autorita.energia.it/docs/index_pareri.htm. Data ultima consultazione: 5 aprile 2005.

sumatori e della concorrenza del mercato energetico nell'interesse di tutti i soggetti interessati ai servizi, indipendentemente dalla natura pubblica o privata delle imprese attive nei mercati elettrico e del gas. Pur ribadendo tale doverosa neutralità dell'Autorità, in merito al carattere pubblico o privato degli operatori a cui sia affidato un servizio regolato, va comunque rilevato che i processi di liberalizzazione, anche in altre realtà nazionali, si sono sviluppati e si stanno sviluppando associando ad essi robusti, efficienti ed efficaci processi di privatizzazione, in un quadro normativo e regolatorio ben definito.

È infatti sulle caratteristiche economiche di questi segmenti delle filiere di elettricità e gas che sembra concentrarsi il dibattito relativo alle più recenti politiche di privatizzazione delle aziende energetiche ancora in mano pubblica.

La direttiva europea, riconoscendo il principio per il quale le infrastrutture essenziali di rete non sono suscettibili di essere esercitate attraverso un contesto di mercato, ne tutela la piena fruibilità per tutti gli operatori che, a monte e a valle dei servizi forniti, svolgono attività economica in segmenti esercitati in un contesto di mercato concorrenziale (ad esempio produzione e commercializzazione di energia elettrica o gas).

Sotto il profilo della gestione strategica delle infrastrutture essenziali di cui è prevista la privatizzazione parziale o totale, riteniamo che sia comunque importante sottolineare l'esigenza di assicurare in via prioritaria soprattutto i principi dell'indipendenza ed imparzialità degli operatori che svolgono tali servizi; ciò al fine di garantire a vantaggio dei consumatori, un accesso competitivo equo, sicuro, efficiente e non discriminatorio per tutti gli operatori.

In questo senso appare essenziale la definitiva separazione proprietaria tra le società capogruppo e le società che posseggono e gestiscono le reti nazionali; l'eventuale completa privatizzazione di quest'ultime dovrebbe svilupparsi a condizione che sia possibile predefinire un quadro normativo che preveda l'impossibilità per soggetti operanti nelle attività a monte e a valle, di assumerne il controllo.

C. Privatizzazione, tariffe e competizione

Per le decisioni relative ai processi di privatizzazione riguardanti i segmenti regolati del settore energetico, assume particolare importanza un'attenta valutazione del trade-off tra i benefici collettivi che derivano dal collocamento sul mercato delle partecipazioni statali e quelli legati ad un contenimento delle tariffe; tra una massimizzazione del valore delle aziende da privatizzare ed i risultati economici derivanti da una oculata politica tariffaria a favore dei loro utenti.

D'altra parte, attraverso il processo di privatizzazione può esser promosso anche un adeguato livello di competitività sul mercato promuovendo un dimensionamento dei vari operatori concorrenti, tale da evitare rischi di esercizio di poteri dominanti. In tal senso il completamento della privatizzazione dei due soggetti attualmente dominanti, potrebbe essere associato ad una ulteriore cessione sul mercato, a soggetti diversi, di asset fisici o contrattuali.

9 Approvato lo schema del decreto legislativo

9.1 Schema di lettura – Ufficio studi Camera dei Deputati e Senato⁹.

A. La normativa nazionale in materia di energia elettrica

L'attuale assetto del settore elettrico italiano è in gran parte il frutto della nazionalizzazione delle imprese elettriche operata dalla legge 6 dicembre 1962, n. 1643 ("Istituzione dell'Ente nazionale per l'energia elettrica e trasferimento ad esso delle imprese esercenti le industrie elettriche").

⁹ La liberalizzazione del mercato elettrico, Schema di decreto legislativo (art. 36 della Legge 128/1998), Camera dei Deputati - Senato della Repubblica - Servizio studi, XIII legislatura, dicembre 1998.

L'Enel nasce come ente pubblico economico e la sua attività è svolta in regime di "riserva": la legge cioè riserva all'Enel "il compito di esercitare nel territorio nazionale le attività di produzione, importazione ed esportazione, trasporto, trasformazione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica da qualsiasi fonte prodotta"; tutte le fasi fondamentali del settore elettrico sono dunque affidate all'azienda di Stato in regime di monopolio.

Un importante cambiamento nell'assetto giuridico dell'Enel è stato apportato dal decreto legge 11 luglio 1992, n. 333, che ha fissato le norme fondamentali per la privatizzazione degli enti pubblici.

L'Enel, pertanto, si trasforma da ente pubblico economico in società per azioni, di cui l'unico azionista è il Ministro del Tesoro, e diventa concessionario esclusivo delle stesse attività descritte dalla legge di nazionalizzazione del '62. Le modifiche incidono quindi sulla natura giuridica della struttura dell'Enel, ma non eliminano dunque, il regime di monopolio dell'attività della stessa Enel.

Sempre per quanto attiene all'assetto istituzionale del settore, si ricorda la legge n. 481 del 1995 che ha istituito l'Autorità per l'energia elettrica e il gas con sede a Milano. L'Autorità si pone come organismo regolatorio del settore, in particolare eredita alcune funzioni in materia di energia e elettrica e gas esercitate precedentemente dal Ministero dell'Industria e ha il compito di fissare le tariffe elettriche.

B. Gli altri soggetti attivi nel settore elettrico

Come abbiamo detto, la legge del '62 riservava in via esclusiva all'ente pubblico Enel l'esercizio del servizio elettrico. Tuttavia, la stessa legge prevedeva alcune deroghe, che peraltro non incidevano sull'assetto sostanzialmente monopolistico della disciplina, per tre categorie di imprese ben definite: le imprese degli enti locali, ossia quelle che allora erano le aziende municipalizzate, i cosiddetti autoproduttori, cioè le imprese che producono energia elettrica per autoconsumo, e i piccoli produttori, che non superano nella produzione una quota massima di kilowattore per anno.

Delle tre categorie, soltanto le imprese degli enti locali e i piccoli produttori possono intervenire in tutte e tre le fasi della produzione, trasmissione e distribuzione, mentre gli autoproduttori possono solamente produrre elettricità.

Il Piano energetico nazionale (PEN) - approvato dal Governo nel 1988 - pone i fondamenti di una riforma del settore. In attuazione del PEN vengono approvate le citate leggi n. 9 e 10 del 9 gennaio 1991.

In particolare la legge n. 9/91 liberalizza totalmente la produzione di elettricità tramite fonti rinnovabili e parzialmente quella tramite fonti convenzionali. La legge, tuttavia, mantiene praticamente inalterato il monopolio di vendita: l'elettricità prodotta in eccesso rispetto al proprio fabbisogno, sia dagli impianti che usano fonti convenzionali sia da quelli che usano fonti rinnovabili, deve essere ceduta all'Enel che conserva l'esclusiva della vendita.

L'art. 22 della legge 9/91 esclude dalla riserva disposta in favore dell'Enel dalla legge del '62 la produzione di energia elettrica a mezzo di impianti che utilizzano fonti di energia considerate rinnovabili o assimilate, e in particolare quelli combinati di energia e calore. Le imprese possono installare tali impianti senza alcuna autorizzazione, con il solo obbligo di darne comunicazione al Ministero dell'Industria e all'Enel. L'energia elettrica prodotta da questi impianti che non venga utilizzata dalla stessa impresa produttrice deve essere venduta all'Enel, o ai cosiddetti piccoli produttori.

Per quanto riguarda la produzione tramite fonti convenzionali la legge n. 9 del 91 è intervenuta consentendo alle imprese la produzione di energia elettrica per uso proprio o per la cessione all'Enel. Si tratta dei cosiddetti autoproduttori che hanno l'obbligo di utilizzare per se stessi l'energia prodotta; al massimo è consentita la circolazione dell'elettricità all'interno delle società facenti parte di un gruppo. L'autoproduzione da fonti convenzionali, a differenza di quella da fonti rinnovabili, è sottoposta all'autorizzazione del Ministro dell'Industria.

La legge n. 9 del 91 non modifica il regime di attività dei piccoli produttori e lascia sostanzialmente inalterato quello per le imprese elettriche di enti locali.

La fissazione del prezzo di cessione dell'energia all'Enel da parte degli autoproduttori è stata ope-

rata dal Provvedimento CIP n. 6/1992 e dal decreto del Ministero dell'Industria del 25 settembre 1992. In base al principio del costo evitato, tali prezzi sono risultati particolarmente convenienti ai produttori.

Tali nuove disposizioni non incidono in maniera decisiva sulla posizione monopolistica dell'Enel: per la produzione di energia elettrica, infatti, va rilevato che il soggetto che assume una tale iniziativa imprenditoriale non mira a proporsi sul mercato in concorrenza con l'ENEL; al contrario, la sua attività resta confinata nell'orbita produttiva di quest'ultimo. Con riguardo poi alla più estesa facoltà di autoproduzione, va detto che essa si ripercuote sulla posizione monopolistica dell'Ente solo per il fatto che l'impresa autoproduttrice non compare sul mercato dei richiedenti il bene o il servizio.

C. L'Acquirente Unico

L'articolo 4 definisce la figura dell'Acquirente Unico, ente che ha la funzione essenziale di garantire la disponibilità di energia ai clienti vincolati; ai consumatori, cioè, che continueranno a dover stipulare contratti di fornitura di energia elettrica necessariamente con il distributore che esercita il servizio nell'area territoriale ove è localizzata l'utenza.

Questa previsione - sulla quale erano stati mossi a suo tempo rilievi da parte dell'Autorità antitrust sotto il profilo della tutela della concorrenza - attua quanto espressamente disposto dalla legge di delega (n.218 del 1998) che, all'articolo 36, lettera a) prevede, tra l'altro, "l'istituzione dell'Acquirente Unico al fine di garantire la disponibilità della capacità produttiva necessaria, la gestione dei contratti, la fornitura e la tariffa unica".

La funzione dell'Acquirente Unico, fissata nel comma 1 dell'articolo 4, è dunque quella di garantire ai clienti vincolati tutta la disponibilità di energia elettrica necessaria in condizioni di continuità, sicurezza, efficienza del servizio, nonché di parità di trattamento, anche tariffario, come precisato nel successivo comma 6 queste condizioni vanno mantenute uniformi sull'intero territorio nazionale dovendo essere, garantita l'applicazione della tariffa unica.

Per disporre dell'energia sufficiente per realizzare queste finalità, l'Acquirente Unico stipula e gestisce contratti con i produttori.

Quanto alla natura dell'Acquirente Unico, secondo quanto previsto dal comma 1 dell'articolo in esame, si tratta di una "società per azioni senza fini di lucro" che dovrà essere costituita dall'Ente gestore della rete di trasmissione nazionale (di cui al precedente articolo 3), entro sessanta giorni dall'entrata in vigore del regolamento sull'organizzazione ed il funzionamento dell'Ente medesimo previsto dal comma 8 dell'articolo 3.

Si tratta dunque di una società, di diritto speciale, il cui ordinamento cioè è ampiamente derogatorio della disciplina codicistica. La finalità lucrativa è infatti elemento connotante l'istituto della società per azioni, mentre la società in esame ha solo il vincolo dell'equilibrio di bilancio", previsto al successivo comma 6; vincolo che ricorda quello dell'economicità della gestione cui dovevano attenersi gli enti di gestione delle partecipazioni statali.

Nel senso di una marcata funzionalizzazione della società in esame è poi la disposizione di cui al comma 2, che prevede la soggezione dell'attività della medesima agli "indirizzi" adottati dal Ministero dell'Industria, sentiti il Ministro del Commercio con l'estero e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Indirizzi finalizzati alla salvaguardia della sicurezza dell'economicità degli approvvigionamenti, per i clienti vincolati, nonché alla garanzia della diversificazione delle fonti elettriche, anche con l'utilizzazione delle energie rinnovabili nonché di quelle prodotte mediante cogenerazione.

Quest'ultima previsione finisce per fare della nuova società un vero e proprio ente strumentale dell'amministrazione.

Coerente con questa impostazione sembra essere anche la disciplina degli assetti proprietari della società. Il comma 7, in particolare, attribuisce al Ministero dell'Industria, sentita l'Autorità dell'energia elettrica e il gas, il potere di autorizzare l'Ente gestore della rete di trasmissione - cui spetta costituire la società - alla eventuale cessione di quote azionarie della medesima società a soggetti che "rappresentino componenti significative dell'attività di produzione e distribuzione dell'energia elettrica". Al di

lità della genericità di questa formulazione. parrebbe comunque più in linea con lo spirito dello schema in esame, che prevede la separazione dell'attività di produzione da quella di distribuzione, parlare di soggetti titolari di attività non già di produzione e di distribuzione, ma di produzione o di distribuzione".

Sempre il comma 7 prevede poi che nessuno di questi ultimi soggetti possa controllare, direttamente o indirettamente quote superiori al dieci per cento del capitale sociale (forse a tal fine sarebbe utile rinviare alla nozione di controllo contenuta nell'articolo 2359 del Codice Civile) e che, in ogni caso, l'ente gestore della rete di trasmissione debba mantenere la maggioranza del capitale sociale in tutta la prima fase di liberalizzazione del mercato, segnatamente sino a quando non diventerà pienamente operante il "dispacciamento economico" di cui al successivo articolo 5, comma 2, per il quale il termine ultimo è fissato al 1° gennaio del 2001.

Lo spirito di quest'ultima previsione è nel senso di una progressiva privatizzazione della società che svolge le funzioni di Acquirente unico; società della quale, in tutta la prima fase della liberalizzazione, si vuole garantire la permanenza sotto il controllo pubblico, ma che, completata la liberalizzazione, dovrebbe divenire di proprietà delle imprese produttrici e distributrici. Questa prospettiva, nel suo esito finale, sembra avere alcuni aspetti in comune con quanto auspicato dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas che, sempre nelle osservazioni del 21 ottobre 1998, ha proposto che le funzioni di Acquirente Unico "dovranno essere esercitate da un soggetto costituito in forma di consorzio obbligatorio tra i distributori". Si esclude così, a differenza dello schema in esame, una partecipazione dei produttori e si affidano ai soli distributori - obbligatoriamente consorziati - le funzioni dell'Acquirente Unico.

La prospettiva di una completa privatizzazione della società, prevista dall'articolo 4 al comma 7 dello schema in esame, non sembra congruente con la previsione di cui al comma 2 che assoggetta la medesima agli indirizzi del Ministero dell'Industria. In particolare sembra difficile ipotizzare una coercibilità di tali indirizzi una volta perduto il controllo della società, con la dismissione delle partecipazioni da parte dell'ente pubblico gestore della rete.

Venendo a considerare le funzioni dell'Acquirente Unico, il comma 3 dell'articolo in esame prevede che anche i clienti idonei (quelli cioè non vincolati) possano chiedere all'Acquirente Unico - con un preavviso di almeno sei mesi e la contestuale comunicazione al proprio distributore - di potersi valere dei suoi servizi ed essere quindi compresi nel mercato dei clienti vincolati, per un periodo di due anni, rinnovabile una sola volta.

Sembra chiaro che questo ulteriore servizio possa essere soddisfatto solo dopo aver garantito un pieno adempimento della funzione istituzionale dell'Acquirente Unico, che è quella di garantire la fornitura di energia ai clienti vincolanti. A tal fine i commi 4, 5 e 6 dell'articolo 4 in esame prevedono che l'Acquirente Unico, sulla base delle previsioni della domanda da soddisfare per ogni triennio (comma 4), stipuli contratti di lungo termine con i produttori e con i distributori elettrici in modo tale da consentire l'applicazione della tariffa unica ai clienti vincolati e assicurando, nel contempo, l'equilibrio di bilancio (comma 6).

Più in particolare il comma 4 dispone che, entro il 30 giugno di ciascun anno, l'Acquirente Unico elabori la previsione della domanda da soddisfare nel triennio successivo (domanda comprensiva della riserva ritenuta necessaria a garanzia delle forniture) dandone comunicazione all'ente gestore della rete di trasmissione nonché al Ministero dell'Industria. Al fine di permettere la elaborazione di queste previsioni, sempre secondo il comma 4, "gli operatori sono tenuti a fornire i dati concernenti la propria attività. In assenza di osservazioni, entro i successivi trenta giorni, la previsione si intende definita (recitius: definitiva)". Gli operatori che devono essere coinvolti nel procedimento sono essenzialmente i produttori, i distributori nonché i grossisti.

Il successivo comma 5 dispone infine che, sulla base della previsione e della propria stima per un ulteriore quinquennio, l'Acquirente Unico stipuli i contratti con i produttori anche di lungo termine. A questo proposito l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, nelle sue osservazioni del 21 ottobre, alla luce di un complessivo riassetto del mercato dell'energia, prevede due tipi di contratti di fornitura da stipularsi da parte dell'Acquirente Unico, un primo, da stipularsi nella cosiddetta "borsa dell'energia

elettrica", per soddisfare la domanda dei clienti vincolati; un secondo, da concludersi invece sul mercato della capacità di generazione, per garantire la fornitura ai clienti vincolati anche nei casi di scarsità di capacità di generazione.

Il comma 6, infine, prevede che la società stipuli contratti con i distributori a condizioni tali da consentire l'applicazione della tariffa unica ai clienti vincolati, riprendendo uno dei criteri direttivi previsti nella legge di delega. Questo obiettivo dovrà essere perseguito assicurando al contempo la parità di bilancio della società. È quindi previsto un rapporto trilaterale tra distributori e Acquirente Unico e clienti finali (vincolati).

9.2 Il parere dell'Antitrust

Prima di esprimere il proprio parere sugli aspetti principali contenuti nello schema di decreto legislativo, predisposto in materia dal Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, l'Autorità intende formulare alcune osservazioni di carattere generale¹⁰.

L'Autorità intende segnalare la necessità che la liberalizzazione del settore elettrico implichi una ridefinizione del suo funzionamento tale da escludere qualsiasi rischio di un eccesso di regolazione, cui non sembra invece sfuggire lo schema di decreto legislativo, che contiene la previsione di un numero particolarmente elevato di indirizzi, direttive, regolamenti, rivolti anche alle attività che saranno liberalizzate.

In terzo luogo, tali adempimenti amministrativi, non solo possono comportare indesiderate complicazioni per l'attività delle imprese e dell'amministrazione pubblica, ma sono ricondotti in ambiti decisionali del Governo. A quest'ultimo lo schema di decreto legislativo riserva un compito che supera la semplice formulazione degli indirizzi di politica generale, prevista dalla legge n. 481 del 1995. Tale legge, al contrario, assegna all'Autorità per l'energia elettrica e il gas precise competenze funzionali in materia di regolamentazione, che non si limitano alla fissazione del livello delle tariffe, ma incidono sull'assetto del settore elettrico, con la finalità di garantirvi la promozione della concorrenza e l'efficienza economica (art. 1, comma 1). La stessa legge connette tali finalità in modo essenziale all'indipendenza dell'Autorità di regolazione (art. 2, comma 5) che, al contrario, nello schema di decreto legislativo sembra relegata a svolgere un ruolo per lo più di tipo consultivo nei confronti del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato o di composizione delle eventuali controversie fra le parti.

In un settore, come quello elettrico, che per così lungo tempo in Italia è stato sottratto al gioco concorrenziale, il decollo di effettivi comportamenti competitivi richiede, fra l'altro, un misurato e delicato dosaggio di regole e di incentivi appropriati. A questo fine paiono indispensabili anche le iniziative di promozione e di tutela della concorrenza, che sono chiamate ad assicurare, sotto profili diversi ma complementari, sia l'Autorità per l'energia elettrica e il gas sia l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, l'una con finalità specifiche settoriali, l'altra con compiti generali di garanzia.

La figura e il ruolo dell'Acquirente Unico sono previsti dalla Direttiva (art. 18) e sono indicati come soluzione preferita dalla legge delega 218/98 (art. 36, lettera a)). Il rispetto doveroso di quest'ultimo vincolo limita la scelta del Governo in favore dell'Acquirente Unico, esclusivamente per quanto attiene alla quota di mercato vincolata, i cui effetti sotto il profilo concorrenziale sono già stati illustrati criticamente dall'Autorità in occasione di una precedente segnalazione.

Entro un anno dall'entrata in vigore del Decreto Legislativo di recepimento della Direttiva, il Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato disciplina la funzione pubblicistica dell'operatore di mercato, per garantire il bilanciamento della domanda e dell'offerta, oltreché la gestione economica del mercato attraverso la concorrenza tra produttori, assicurando altresì un'adeguata disponibilità della riserva di potenza (schema di decreto legislativo, art. 5, comma 1).

¹⁰ Parere AGCM su schema di decreto legislativo di attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, 5 novembre 1998, disponibile all'url: http://www.agcm.it/pareri_e_segna_lazioni.htm Data ultima consultazione: 5 aprile 2005.

Il comma 2 del medesimo articolo prevede che, entro e non oltre il 1° gennaio 2002, salvo nel caso degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, l'ordine di entrata in funzione delle unità di produzione di energia elettrica sarà determinato secondo il dispacciamento di merito economico. Fino a quella data sarà seguito il metodo del dispacciamento passante.

In altri termini, a partire da quella data il modello di funzionamento del mercato previsto dallo schema di decreto legislativo implica che, a parte i casi di negoziazione bilaterale dei clienti idonei, tutte le contrattazioni e il coordinamento fra la domanda e l'offerta si svolgono all'interno di un mercato all'ingrosso di energia elettrica.

9.3 Le osservazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Per la rete di distribuzione e la vendita l'Autorità propone¹¹ che:

- l'attività di distribuzione sia sottoposta ad un regime regolatorio e affidata in ciascuna zona ad un operatore responsabile della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo della rete e dei relativi dispositivi di interconnessione con altre reti;
- sia prevista una pluralità di zone di distribuzione, di dimensione non superiore a quella media, delle attuali quattordici direzioni distribuzione dell'Enel, definite secondo le caratteristiche della rete e la morfologia del territorio;
- gli atti di affidamento della distribuzione abbiano durata non superiore a 20 anni e comportino l'obbligo di fornire l'accesso alla rete e l'uso della stessa ai terzi per l'attività di vendita ai clienti idonei localizzati nella zona di riferimento;
- l'attività di vendita sia gradualmente liberalizzata, con l'attribuzione al venditore della responsabilità della misurazione dell'energia fornita ai clienti idonei sulla base di disposizioni tecniche emanate dal distributore e approvate dall'Autorità.

L'accesso alle reti di distribuzione e il loro uso saranno regolamentati dall'Autorità che fisserà i corrispettivi relativi.

Per i clienti idonei si propone l'adozione di un criterio di definizione cui corrisponda la dimensione più ampia possibile del mercato e coerente con l'obiettivo di promuovere lo sviluppo della concorrenza nella generazione e nella vendita dell'energia elettrica.

Tuttavia, affinché il mercato possa svilupparsi in modo ordinato e tale da suscitare fiducia negli operatori, è necessaria una gradualità di apertura nella transizione. La gradualità di apertura consente anche una migliore gestione degli impegni e delle garanzie già assunti dai soggetti esercenti il servizio elettrico prima dell'apertura del mercato.

L'Autorità ritiene che al cliente idoneo vada attribuita la facoltà, ma non l'obbligo, di approvvigionamento sul mercato libero.

A. Funzioni dell'Acquirente Unico

L'articolo 36, lettera a), della legge n. 128/98 prevede "l'istituzione dell'acquirente unico, al fine di garantire la disponibilità della capacità produttiva necessaria, la gestione dei contratti, la fornitura e la tariffa unica". Queste garanzie si riferiscono alla fornitura dell'energia elettrica ai clienti vincolati e definiscono un ruolo destinato ad esaurirsi quando l'intero mercato elettrico sarà liberalizzato.

¹¹ Osservazioni e proposte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'attuazione della direttiva 96/92/CE per il mercato interno dell'energia elettrica, Delibera 127 del 21 ottobre 1998, disponibile all'url: http://www.autorita.energia.it/docs/index_pareri.htm Data ultima consultazione: 5 aprile 2005.

B. Proposta dell’Autorità

Le funzioni dell’Acquirente Unico dovranno essere esercitate da un soggetto costituito in forma di consorzio obbligatorio tra i distributori. Tale consorzio dovrà:

- acquistare energia elettrica nella borsa dell’energia elettrica al fine di soddisfare la domanda dei clienti vincolati;
- stipulare nel mercato della capacità di generazione contratti di lungo termine per garanzia di potenza con generatori nazionali o produttori esteri per assicurare la fornitura ai clienti vincolati anche nei casi di scarsità di capacità di generazione, ricorrendo eventualmente a procedure di gara per la costruzione di nuovi impianti di generazione qualora la capacità produttiva esistente non fosse sufficiente.

Nel fissare le regole di funzionamento dell’Acquirente unico, l’Autorità definirà:

- tipologia dei rapporti contrattuali tra Acquirente Unico e distributori consorziati;
- modalità di trasferimento dei costi di acquisto dell’energia elettrica ai distributori consorziati, al fine di assicurare parità di trattamento e di determinazione delle tariffe.

L’Autorità stabilirà inoltre le regole che l’Acquirente Unico dovrà seguire qualora esso debba ricollocare sul mercato potenza ed energia elettrica acquistata in eccedenza.

A. Obblighi di servizio universale

L’articolo 36, lettera a), della legge n. 128/98 dispone che “la liberalizzazione del mercato avvenga nel quadro di regole che garantiscano lo svolgimento del servizio pubblico e l’universalità ... del medesimo”. Tali obblighi sono anche previsti dalla legge n. 481/95 che include, tra le finalità della regolazione dei servizi di pubblica utilità, quella di assicurare “la fruibilità e la diffusione del servizio in modo omogeneo sull’intero territorio nazionale” e stabilisce altresì “l’obbligo di prestare il servizio in condizioni di uguaglianza, in modo che tutte le ragionevoli esigenze degli utenti siano soddisfatte”. Nel definire gli obblighi si dovrà tener conto dell’esigenza di fronteggiare situazioni di emergenza.

B. Proposta dell’Autorità

L’obbligo di servizio universale, nella prospettiva della liberalizzazione del mercato elettrico, ha come effetto non solo la fornitura del servizio elettrico a tutti coloro che lo richiedono, ma anche l’adozione di tariffe identiche per categorie di utenza, il rispetto di livelli generali e specifici di qualità e di condizioni di erogazione del servizio definiti dall’Autorità.

Tra le attività del settore elettrico che sono parte integrante del servizio universale rientrano l’allacciamento dei clienti alla rete, l’accesso e l’uso delle reti di trasmissione e di distribuzione, l’erogazione di energia elettrica ai clienti vincolati e la fornitura di servizi di rete a tutti gli utenti.

In tale contesto l’Autorità nell’esercizio delle proprie funzioni di garanzia e di controllo, intende definire e attuare interventi, contestuali e coerenti con la liberalizzazione del servizio elettrico, comprendenti:

- l’emanazione di direttive concernenti la produzione e l’erogazione dei servizi da parte dei soggetti esercenti, con la definizione di livelli generali di qualità riferiti al complesso delle prestazioni e di livelli specifici di qualità riferiti alla singola prestazione da garantire all’utente;
- verifiche di congruità delle misure adottate dai soggetti esercenti il servizio al fine di assicurare la parità di trattamento tra gli utenti e di garantire la continuità e la qualità del servizio.

L'Autorità, nel riformare l'ordinamento tariffario, renderà trasparenti gli oneri per le imprese elettriche conseguenti agli obblighi di servizio universale, al fine di assicurarne la copertura da parte della totalità dei consumatori, sia idonei che vincolati.

9.4 Le proposte dei consumatori

Le associazioni dei consumatori del Consiglio Nazionale dei Consumatori e degli Utenti (art. 4 L. 281/98) chiedono maggiori garanzie per le piccole utenze¹².

I consumatori accolgono con favore il primo passo del processo di liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, compiuto con la predisposizione da parte del Governo dello schema di provvedimento di attuazione della Direttiva 96/92/CE in esecuzione della delega ricevuta dal Parlamento.

L'apertura alla concorrenza del mercato elettrico persegue infatti obiettivi di miglioramento dell'efficienza globale del sistema, il cui raggiungimento dovrà tradursi in vantaggi concreti per tutti gli utenti, compresi i consumatori domestici.

Riteniamo comunque, che il processo di liberalizzazione così avviato a livello nazionale ed europeo dovrà svilupparsi ed avanzare ulteriormente, fino a realizzare per tutti i consumatori la possibilità di scegliere liberamente tra più fornitori in concorrenza, ferme restando le garanzie del servizio universale.

La riorganizzazione del mercato, delle strutture e dei soggetti che vi operano è un passaggio indispensabile per realizzare il superamento del monopolio. Le misure adottate a questo scopo devono pertanto essere valutate in base agli effetti che sono in grado di produrre sull'assetto del settore elettrico ed in particolare sulla loro capacità di consentire e promuovere lo sviluppo di un mercato efficiente e trasparente.

Alla luce di quanto sopra esposto, le associazioni del Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti ritengono che lo schema di decreto presenti alcuni importanti aspetti critici, soprattutto perché non prevede condizioni di parità tra le imprese medio grandi e le piccole utenze (utenze domestiche, imprese commerciali ed artigiane, studi professionali, ecc.).

Infatti, le imprese che saranno classificate "clienti idonei" potranno acquistare direttamente dai produttori dell'energia elettrica e, in un mercato che si va progressivamente liberalizzando, beneficeranno direttamente dei vantaggi derivanti dalla maggiore concorrenza.

Per le piccole utenze invece, classificate "clienti vincolati", il decreto non definisce gli strumenti ed i tempi per l'apertura anche ad essi del mercato. Anzi, il rilascio previsto nel decreto di concessioni trentennali ai soggetti che già effettuano attività di distribuzione dell'energia elettrica comporta quasi sicuramente l'ingessamento della situazione attuale per un periodo troppo lungo e rischia di diventare un ostacolo insormontabile per una più ampia liberalizzazione.

Inoltre la cornice di regole previste per assicurare a ciascuna categoria di utenti vincolati la tariffa unica nazionale, pur rispondendo all'imprescindibile esigenza intesa a garantire la sicurezza di fornitura e la parità di trattamento tra i "clienti vincolati", non contiene validi strumenti che promuovano elementi di concorrenza anche in questo campo, in modo da ottenere che la tariffa unica nazionale sia la più bassa possibile.

Si chiede pertanto al Parlamento di suggerire al Governo di modificare il decreto in esame nel senso di accelerare le tappe della liberalizzazione, aumentando gli spazi di concorrenza in tutte le fasi della filiera elettrica e di confermare pienamente il ruolo e le competenze dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas a tutela dei consumatori stabilite dalla legge istitutiva, specialmente in vista della nuova regolamentazione delle tariffe e della determinazioni di nuovi livelli di standard qualitativi del servizio di fornitura dell'energia elettrica.

¹² Archivio storico Federconsumatori

Sarebbe inoltre necessario, nella stesura definitiva del decreto, eliminare alcune incertezze interpretative - in particolare per ciò che riguarda la sovrapposizione di competenze - che potrebbero lasciare troppo spazio a decisioni e comportamenti non coerenti con lo spirito del decreto all'atto della sua applicazione.

A. Le proposte delle associazioni del Consiglio Nazionale dei Consumatori e degli Utenti.

- 1) **Generazione** - La concentrazione dell'attività di produzione nelle mani di un limitato numero di soggetti, comporta il rischio concreto del formarsi di un cartello oligopolistico. Il limite stabilito per energia prodotta e importata in Italia (nessun soggetto più del 50% del totale) ed il valore di capacità produttiva che l'Enel deve vendere (15.000 MW) sono inadeguati e possono favorire il formarsi di tale cartello. Pertanto, si chiede di anticipare il raggiungimento di tali soglie rispetto all'1/1/2003 e, di prevedere a medio termine (max 5 anni) un momento di verifica per l'eventuale riduzione del limite del 50%, anche in funzione dei risultati conseguiti dagli operatori nazionali nell'acquisizione di mercati all'estero in un quadro di reciprocità delle regole stabilite in ambito europeo.
- 2) **“Operatore di mercato” e “Acquirente unico”** - L'istituzione dell'operatore di mercato dovrebbe permettere a tutti gli utilizzatori dell'energia elettrica di accedere al mercato in condizioni di equità e trasparenza facendo sì che non solo i clienti liberi ma, anche quelli vincolati possano beneficiare degli effetti della concorrenza. A questo scopo il decreto dovrebbe:
 - anticipare il più possibile l'operatività dell'operatore di mercato rispetto alla data dell'1/1/2001, curando l'efficienza del suo funzionamento, in modo da conseguire una maggiore trasparenza ed una effettiva concorrenza;
 - mettere l'Acquirente Unico in condizione di acquistare l'energia necessaria per i clienti vincolati ai prezzi più competitivi scegliendo fra i diversi fornitori. In questo modo, sia pure indirettamente, i clienti vincolati potrebbero beneficiare dei ribassi tariffari conseguenti alla maggiore concorrenza. Altrimenti, con il progressivo espandersi del numero dei clienti liberi, i contratti stipulati dall'Acquirente Unico potrebbero risultare fuori mercato ed i maggiori costi d'acquisto sarebbero scaricati soltanto su un numero progressivamente inferiore di utenti (soprattutto le piccole utenze) accentuando così le disparità di trattamento;
 - prevedere un momento di verifica a medio termine (max 5 anni) del ruolo dell'Acquirente Unico, per valutarne l'operatività e il suo eventuale ridimensionamento in rapporto allo sviluppo del mercato liberalizzato.
- 3) **Trasmissione** - Le associazioni del Consiglio dei consumatori sono contrarie alle scelte del decreto in materia di proprietà e di gestione della rete di trasmissione. A nostro avviso, la neutralità e l'efficienza della rete di trasmissione sarebbero meglio garantite se la proprietà della rete e le attività di gestione e di dispacciamento fossero affidate ad un unico organismo indipendente rispetto agli interessi delle imprese produttrici e distributrici dell'energia elettrica, e a controllo pubblico. La soluzione prevista dal decreto, che lascia la proprietà della rete all'Enel e assegna le funzioni di gestione e dispacciamento all'ente gestore, non appare opportuna. Infatti, l'intreccio di competenze che si verrà a creare di fatto tra i due soggetti (gestore e proprietario), per di più aventi finalità diverse, su un sistema così complesso quale quello di una rete elettrica ad alta tensione, non solo può inficiare la neutralità che si vuole perseguire, ma può seriamente compromettere lo sviluppo e la sicurezza della rete stessa. Inoltre, la neutralità della rete deve essere garantita anche nella prospettiva dell'utilizzo delle risorse della rete, o ad essa riconducibili, per finalità distinte da quelle di trasmissione dell'energia elettrica e in particolare delle telecomunicazioni. Pertanto, il Consiglio dei consumatori propone, che la proprietà della rete di trasmissione dell'energia elettrica sia trasferita all'Ente gestore.

Tuttavia se per motivi, che allo stato attuale ci sfuggono, questo trasferimento non può essere realizzato, si chiede che quantomeno si modifichi il decreto in modo da prevedere:

- che l'Enel possa mantenere la proprietà della rete di trasmissione solo fino a quando resterà una società controllata dallo Stato;
- il trasferimento della proprietà della rete all'ente gestore nel momento in cui, a seguito dell'eventuale privatizzazione dell'Enel, lo Stato dovesse scendere al di sotto del 50% delle quote azionarie.

4) Distribuzione - Il conferimento delle concessioni trentennali alle società di distribuzione previsto nello schema di decreto impedirà di fatto lo sviluppo di elementi di concorrenza in questo comparto della filiera elettrica.

Si chiede pertanto di trasformare le concessioni in autorizzazioni o, in via subordinata, di ridurre la durata temporale ad un massimo di dieci anni, per evitare che, quando matureranno le condizioni per la necessaria e profonda riorganizzazione del settore, l'avvio di una effettiva liberalizzazione possa essere di fatto impedita dall'esistenza delle concessioni trentennali.

Inoltre, si chiede fin da subito, pur nell'ambito dell'Acquirente Unico e della tariffa unica nazionale, di introdurre anche in questo comparto elementi di concorrenza che operino a breve-medio termine.

5) Costi di sistema e stranded cost - È essenziale esplicitare che i costi legati a situazioni pregresse ancora in atto (nucleare, agevolazioni tariffarie, ecc.) e i costi di sistema (servizio universale, riserva di potenza, ecc.) devono essere equamente ripartiti tra tutti i clienti, caricandoli sui costi di vettoriamento. Inoltre, l'avvio del processo di liberalizzazione del mercato elettrico, promosso dal decreto, potrebbe evidenziare l'insorgenza dei cosiddetti stranded cost, già per altro inopinatamente quantificati da alcuni soggetti. Qualora ciò dovesse verificarsi, anche essi per ragioni di equità dovranno essere posti a carico dei costi di vettoriamento.

6) CIP 6/92 - Nel momento in cui con l'emissione di questo decreto il Governo si propone, su delega del Parlamento, di riordinare il settore elettrico, non può fare a meno di riconsiderare gli effetti distorsivi del mercato, e le negative ricadute sulle tariffe elettriche collegati alla pratica attuazione del C.D. CIP 6/92.

Si chiede pertanto al Parlamento di riaffrontare la questione, provvedendo per l'immediato a bloccare gli impianti di generazione autorizzati, ma non ancora realizzati e successivamente alla rimozione degli ingiustificati privilegi tariffari sulla vendita dell'energia prodotta dagli impianti esistenti.

7) Tariffa multioraria per le piccole utenze - Le nostre associazioni ritengono che il riassetto del settore elettrico debba contribuire a sviluppare, anche presso le piccole utenze, una cultura finalizzata all'uso razionale dell'energia e ad incentivare il risparmio energetico e l'impiego di fonti energetiche rinnovabili.

A questo fine è decisiva l'introduzione, anche per le piccole utenze, di tariffe multiorarie differenziate - di cui va comunque migliorato il rendimento energetico - che incentivino ad utilizzare le apparecchiature elettriche energivore nelle fasce orarie di minor consumo. A questo proposito è necessaria anche un'informazione presso il grande pubblico corretta, capillare ed incisiva, che sinora non è stata realizzata.

Si chiede, pertanto, al Parlamento di individuare gli strumenti idonei ad affermare l'esigenza sopra espressa.

B. Il ruolo dell'Autorità per l'Energia elettrica e il gas.

Le associazioni del Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti chiedono che, specialmente a tutela dei clienti vincolati, sia riconfermato il ruolo centrale dell'Autorità per l'energia nell'espleta-

mento delle proprie competenze istituzionali, soprattutto per la definizione delle tariffe e degli standard di qualità per le diverse categorie di tali utenti, nonché per definire le regole specifiche per il corretto funzionamento del mercato dell'energia.

In particolare, l'azione dell'Autorità dovrà esplicarsi nella corretta individuazione e valutazione dei costi di vettoriamento, che dovranno essere comprensivi di tutti i costi citati al punto 5), in modo che essi siano ripartiti equamente tra tutti i clienti. L'Autorità dovrà inoltre stabilire le tariffe per i "clienti vincolati" a fronte di costi e transazioni trasparenti per ogni fase della filiera elettrica; a questo proposito essa dovrà esercitare il proprio potere di regolazione su tutti i segmenti del sistema.

L'Autorità dovrà infine stimolare l'efficienza delle imprese nel settore della distribuzione, attraverso l'adozione di meccanismi di price cap in grado di realizzare una progressiva riduzione delle tariffe anche per i clienti vincolati e il miglioramento del servizio di fornitura, prevedendo sanzioni per il mancato rispetto degli standard di servizio.

9.5 Le tesi dei sindacati

Il decreto legislativo prevede un assetto del sistema elettrico, che deve essere ulteriormente consolidato e precisato.

A regime nel mercato della produzione opereranno i clienti idonei e l'Acquirente Unico per conto dei clienti vincolati. In modo prevalente si deve ritenere che saranno definiti contratti bilaterali fra produttori e clienti idonei e fra l'Acquirente Unico e produttori; questo assetto dovrà permanere anche quando l'operatore del mercato ed il dispacciamento di merito economico saranno pienamente operanti. In base a questa premessa vengono evidenziati i seguenti aspetti¹³:

A. Acquirente unico

L'Acquirente Unico deve operare a regime per conto dei clienti vincolati sia attraverso contratti bilaterali con i produttori, sia nel mercato gestito dall'operatore di mercato, sia come importatore. L'Acquirente Unico è il soggetto idoneo a contrattualizzare la riserva per tutto il mercato elettrico, al netto di quella presente in contratti bilaterali dei clienti idonei. Le previsioni di domanda (art. 4, comma 4) devono riguardare non solo il mercato vincolato, ma anche quello libero. Nel caso in cui l'AU individuasse una mancanza di potenza elettrica per il mercato vincolato e per la riserva, dovrà essere tempestivamente indetta una gara. Va esclusa l'ipotesi, configurata dal comma 7 dell'art. 4, che prevede la partecipazione, pur minoritaria, di soggetti che operino nella produzione o nella distribuzione di energia elettrica.

B. Oneri generali (Art. 3, comma 11)

Va precisato che gli oneri generali riguardano sia quelli già esistenti, sia quelli derivanti dal processo di liberalizzazione. Si ritiene che gli oneri per le attività ex-nucleari siano trasferiti alla fiscalità generale. Va preferibilmente eliminata la norma di tariffa decrescente per le attività ad alto consumo di energia; in via subordinata vanno precisati la soglia per la individuazione dell'alto consumo di energia, la parte della tariffa, che può decrescere ed infine l'entità massima della riduzione.

C. Tavolo di monitoraggio e di trasparenza

Si propone l'istituzione del tavolo di monitoraggio e di trasparenza che coinvolga i soggetti istituzionali, operativi e sociali per seguire l'andamento del processo di liberalizzazione, come è stato attivato a livello della Comunità Europea.

¹³ Nota CGIL, CISL, UIL e FNLE, FLAEI, UILSP per le audizioni delle commissioni parlamentari sullo schema di decreto legislativo, dicembre 1998, disponibile all'url:

<http://www.cgil.fnle/servizi/archivio.html> Data ultima consultazione: 5 aprile 2005

9.6 Le posizioni di UNAPACE

Di seguito riportiamo la posizione assunta dalla giunta UNAPACE (Unione Nazionale Auto Produttori Auto Consumatori Elettricità), estratta dalla Dichiarazione congiunta sulla riforma del sistema elettrico dell'ottobre 1998¹⁴.

Insieme con la Francia - la cui industria elettrica, imperniata sul nucleare, presenta peraltro condizioni strutturali completamente diverse - l'Italia è l'unico grande paese europeo ad aver mantenuto nel settore elettrico una connotazione marcatamente monopolista e nel quale radicati pregiudizi, logiche corporative alimentate dal monopolio, disinformazione dell'opinione pubblica e degli stessi decisori politici (si veda la legge comunitaria che ha recepito la Direttiva europea), interessi e rapporti di forza che alla situazione di monopolio sono connessi, rendono particolarmente difficile il passaggio ad un sistema profondamente nuovo in grado di esprimere gli interessi generali del paese.

Non pensiamo soltanto ai vantaggi economici connessi al minor costo dell'energia elettrica che può derivare dall'affermarsi di un sistema competitivo - sul versante dell'offerta come su quello della domanda - ma insieme agli effetti complessivi, in termini di investimenti e di nuova occupazione, che vengono dall'applicazione dell'evoluzione tecnologica stimolata dalla concorrenza come al miglioramento delle condizioni ambientali conseguente alla trasformazione ed al rinnovo del parco elettrico italiano.

A Kyoto l'Italia ha assunto difficili e gravosi impegni, il cui rispetto ricade in larga parte sulla capacità del settore elettrico di migliorare rapidamente il rendimento dei propri impianti. L'esperienza di governo centralizzato della politica energetica ed ambientale dimostra come tutti gli obiettivi via via assunti in una logica di comando siano stati mancati, per cui si impone oggi l'assunzione di una logica diversa che, anche al fine della politica ambientale, sappia utilizzare strumenti di mercato per il raggiungimento degli obiettivi che la comunità nazionale a livello politico si è data.

Un ultimo cenno richiede infine la figura dell'Acquirente Unico, soggetto di difficile definizione dal momento che in una logica di mercato non se ne colgono ruolo e finalità.

Ottemperando comunque alle indicazioni del Parlamento che ne ha disposto l'introduzione, all'Acquirente Unico si possono attribuire funzioni di coordinamento e rappresentazione delle previsioni di domanda dei consumatori vincolati, attraverso i diversi distributori ed insieme può essere il soggetto a cui attribuire una responsabilità collettiva in ordine all'immissione sul mercato dell'energia prodotta da fonti rinnovabili e assimilate con gli impianti promossi attraverso il provvedimento CIP 6/92.

Per un ulteriore sviluppo delle rinnovabili l'Acquirente Unico può svolgere una eventuale funzione di supplenza, qualora per particolari tipologie d'impianto non risulti adeguata la risposta del mercato che può essere attivata ponendo a carico dei produttori l'obbligo di fornire una quota della propria energia risultante da fonti rinnovabili (sia questa prodotta direttamente o acquisita da altri produttori).

9.7 Le proposte di Federelettrica

Le modifiche proposte da Federelettrica¹⁵ interessano vari articoli del decreto: tra queste rivestono particolare importanza quelle riguardanti il comma 2 dell'art. 1 (separazione societaria obbligatoria per tutte le imprese concessionarie della distribuzione elettrica che intendono gestire altri servizi), il comma 8 dell'art. 3 (indeterminatezza della data di avvio per il funzionamento dell'Ente gestore della rete), i commi 2 - 3 - 4 - 5 dell'art. 9 (metodologia per arrivare alla nazionalizzazione delle reti di distribuzione e per permettere una maggiore efficienza dei distributori).

¹⁴ Atti parlamentari - Documentazione depositata nel corso dell'indagine conoscitiva delle Commissioni riunite, X Camera dei Deputati e X Senato della Repubblica, gennaio 1999.

¹⁵ Vedi nota 14

Articolo 2

Si ritiene utile, soprattutto con riferimento alle cooperative di produzione e distribuzione che operano in località disagiate, recuperare il concetto di autoproduzione contenuto nella direttiva comunitaria, cioè che "autoproduttore" è colui che produce energia elettrica "essenzialmente per uso proprio". Inoltre dovrebbe essere espressamente indicato che per uso proprio si intende anche il consumo dei soci delle società cooperative.

Si ritiene anche opportuno precisare che i centri di consumo vanno intesi anche come centri di distribuzione per meglio aderire alle indicazioni della direttiva comunitaria.

Articolo 3

Si ritiene necessario introdurre al comma 8 una data certa per l'inizio di funzionamento dell'Ente gestore della rete nazionale in quanto oltre a fissare con precisione la durata del regime provvisorio assicura un termine preciso per la costituzione e il relativo funzionamento della società "Acquirente Unico".

Per quanto riguarda poi l'adozione delle norme tecniche previste sarebbe preferibile che queste fossero demandate all'ente normatore italiano CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano) e non all'Autorità di regolazione.

Articolo 4

Occorre avere la garanzia che fino all'avvio dell'Acquirente Unico debbano essere salvaguardati gli attuali contratti di fornitura per i clienti vincolati alle nostre società di distribuzione.

Ciò per non creare scompensi nell'applicazione della tariffa unica.

9.8 I pareri di Camera e Senato

9.8.1 Il parere della Commissione Attività produttive della Camera

"La X Commissione Attività produttive, commercio e turismo¹⁶, esaminato lo schema di decreto legislativo recante la prima attuazione della direttiva 96/92/CE, premesso che:

- 1) appare necessario ed urgente attuare una riforma del settore elettrico volta a liberalizzare le attività, al fine di ridurre i costi per le famiglie e per le imprese, di perseguire maggiore efficienza e risparmio energetico nell'uso delle fonti fossili salvaguardando l'ambiente, di stimolare l'uso delle fonti rinnovabili, di favorire l'attivazione di nuovi investimenti e di nuova occupazione, anche con la creazione di nuove imprese;
- 2) risulta altresì indispensabile garantire anche nel transitorio la funzionalità, la sicurezza e l'affidabilità del sistema elettrico nazionale, ed è pertanto ineludibile l'esigenza di gradualità e di continuità gestionale nel passaggio dall'attuale assetto monopolistico al nuovo assetto liberalizzato;
- 3) la liberalizzazione deve consentire di superare il monopolio Enel nel settore, salvaguardando però la sua unitarietà industriale nell'interesse del Paese;
- 4) è necessario contemperare l'apertura del mercato alla concorrenza con il rispetto e la salvaguardia degli interessi generali del Paese, con particolare riferimento agli aspetti occupazionali, cercando soluzioni adeguate che tengono conto sia della competizione interna che di quella internazionale;

¹⁶ Atti parlamentari, pareri sullo schema di decreto legislativo concernente l'applicazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, X Commissione attività produttive, commercio e turismo, Camera dei Deputati, febbraio 1999.

- 5) è opportuna, per garantire la massima trasparenza, l'istituzione di un tavolo di monitoraggio che coinvolga i soggetti istituzionali, operativi e sociali, per seguire l'andamento del processo di liberalizzazione;
- 6) è opportuno infine che il testo faccia esplicito riferimento ai consideranda della direttiva europea;

preso atto delle osservazioni espresse sullo schema di decreto legislativo della Conferenza unificata istituita ai sensi dell'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n.281.

Esprime parere favorevole con le seguenti osservazioni integrative e modificative:

- 1) È opportuno precisare strutture ed obblighi dell'Acquirente Unico la cui natura pubblica va salvaguardata, ed anche dell'operatore di mercato, definendo tempi ed adempimenti per la loro operatività, nonché le necessarie norme transitorie; è inoltre necessario prevedere che in sede di prima applicazione i clienti potenzialmente idonei abbiano la possibilità di autocertificare tale caratteristica, fermo restando la funzione di controllo dell'autorità per l'energia elettrica e il gas. È opportuno escludere che le società di generazione possano acquisire quote azionarie dell'Acquirente Unico, a tutela degli interessi dei clienti vincolati.
- 2) È necessario precedere esplicitamente che, analogamente a quanto previsto per la trasmissione, i distributori abbiano l'obbligo di connettere alle proprie reti, in condizione di non discriminazione, tutti i soggetti che ne facciano richiesta compatibilmente con la qualità e la sicurezza del servizio.
- 3) All'articolo 9 è opportuno, fermi restando gli obiettivi di aggregazione delle reti, definendo con precisione l'ambito territoriale, al fine di evitare l'ingiustificata espansione delle aziende in quelle aree comunali, nelle quali esse sono presenti in modo marginale o del tutto assenti e di valorizzazione delle imprese degli enti locali, che venga ulteriormente assicurato che l'accorpamento delle reti avvenga sulla base di valori di mercato attraverso procedure, tempi, criteri e valutazioni tipici delle transazioni di mercato. È opportuno che all' ENEL sia consentito il mantenimento di una partecipazione, anche se minoritaria nelle nuove aziende nate dall'aggregazione.
- 4) All'articolo 11 è opportuno chiarire, anche riformulandolo, le modalità di attribuzione degli obblighi relativi all'uso delle fonti rinnovabili. È necessaria la riformulazione dei commi 6 e 8 dell'articolo 12 del decreto legislativo per prevedere che le concessioni scadute o in scadenza, anche se sia già stata presentata domanda di proroga, siano prorogate non oltre il 31 dicembre 2005 e che le concessioni con scadenza dopo la predetta data scadano il 31 dicembre 2005, senza che ciò comporti diritto ad alcun indennizzo. Allo stesso articolo 12, al comma 1, si preveda che per il rilascio di concessioni idroelettriche debba essere presentato anche un programma di miglioramento e risanamento ambientale del bacino idrografico di pertinenza.

9.8.2 Il parere della Commissione della Commissione Industria del Senato

“La decima Commissione permanente del Senato¹⁷, esaminato lo schema di decreto legislativo approvato in via preliminare dal Consiglio dei Ministri, concernente l'attuazione della Direttiva 96/92 CE, recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, premesso che:

- in tale ambito appare necessario ed urgente attuare una riforma del settore elettrico volta a liberalizzare le attività, al fine di ridurre i costi per le famiglie e per le imprese, di perseguire maggiore efficienza nella produzione e negli usi finali dell'energia, nell'uso delle fonti fossili salvaguardando l'ambiente, di favorire l'attivazione di nuovi investimenti e di nuova occupazione anche con la creazione di nuove imprese;

¹⁷ Atti parlamentari, pareri sullo schema di decreto legislativo concernente l'applicazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, X Commissione industria, Senato della Repubblica, febbraio 1999.

- risulta altresì indispensabile garantire anche nel transitorio la funzionalità, la sicurezza, l'affidabilità del sistema elettrico nazionale, ed è pertanto ineludibile l'esigenza di gradualità e di continuità gestionale nel passaggio dall'attuale assetto monopolistico al nuovo assetto liberalizzato;
- la liberalizzazione deve consentire di superare il monopolio Enel del settore salvaguardando la sua unitarietà industriale nell'interesse del Paese;
- è necessario contemperare l'apertura del mercato alla concorrenza con il rispetto e la salvaguardia degli interessi generali del Paese, con particolare riferimento agli aspetti occupazionali, cercando soluzioni adeguate che tengano conto sia della competizione interna che di quella internazionale;
- è opportuna per garantire la massima trasparenza l'istituzione di un tavolo di monitoraggio che coinvolga i soggetti istituzionali, operativi e sociali, per seguire l'andamento del processo di liberalizzazione;

preso atto delle osservazioni espresse sullo schema di decreto legislativo dalla Conferenza Unificata istituita ai sensi dell'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n.281, esprime parere favorevole con le seguenti osservazioni integrative e modificative:

- 1) È necessario precisare che il riferimento alla tariffa unica contenuto nell'articolo 36 della legge 24 aprile 1998, n. 128 deve essere inteso non nel senso di tariffa massima ma letteralmente come tariffa unica nazionale.
- 2) È opportuno precisare struttura ed obblighi dell'Acquirente Unico, la cui natura pubblica andrebbe salvaguardata, e dell'operatore di mercato, definendo tempi ed adempimenti per la loro operatività, nonché le necessarie norme transitorie; è inoltre opportuno che in sede di prima applicazione, i clienti potenzialmente idonei abbiano la possibilità di autocertificare tale caratteristica.
- 3) Poiché il processo di liberalizzazione e riorganizzazione del settore elettrico comporterà cessione di attività, a principiarsi dalla trasmissione, ma anche nella produzione e nella distribuzione, è necessario prevedere norme di garanzia a favore dei territori in cui abbiano sede impianti elettrici e nei confronti dei lavoratori impiegati in queste attività, prevedendo che in questi casi di cessione devono essere ricompresi anche i lavoratori direttamente impegnati, assicurando il riconoscimento delle professionalità acquisite e delle conseguenti condizioni contrattuali. Parimenti è necessario prevedere norme tese a garantire il mantenimento della destinazione elettrica e industriale dei siti che verranno dismessi, fermo restando le competenze degli Enti locali in materia urbanistica.
- 4) Va precisato e vanno date indicazioni in merito alle attività di ricerca di sistema, che erano assicurate dal monopolista pubblico e che, in un sistema liberalizzato, rischiano di scomparire, con grave danno per le capacità competitive del sistema Italia nel campo elettrico. Si suggerisce pertanto che tali attività vengano poste al servizio di tutti gli operatori e finanziate sia dagli operatori sia dalle industrie del settore mediante una quota da collocare fra gli oneri generali del sistema, di cui all'articolo 3, comma 11.

10 Il testo definitivo del D. lgs. 79/99 del 16.03.99. Lo scadenziario essenziale

Art.3 (Gestore della rete di trasmissione)

TITOLARITÀ	SEQUENZA DEGLI ATTI
Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito Autorità)	Fissa le condizioni atte a garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, l'imparzialità e la neutralità del servizio di trasmissione e dispacciamento

Enel Spa	Costituisce entro 30 gg. dall'entrata in vigore del presente decreto (di seguito e.v.p.d.) una Spa cui conferisce entro i successivi 60 gg. tutti i beni, eccettuata la proprietà della rete, i rapporti giuridici inerenti l'attività del gestore stesso, compresa la quota parte dei debiti afferenti al patrimonio conferito e il personale necessario per le attività di competenza.
Ministro dell'Industria	Entro 30 gg. successivi alla data dei suddetti conferimenti, sentita l'Autorità, con propri decreti dispone gli eventuali ulteriori conferimenti necessari all'attività del gestore e approva i conferimenti stessi.
Ministro dell'Industria	Determina con proprio provvedimento la data in cui la società assume la titolarità e le funzioni di gestore della rete di trasmissione nazionale. Dalla medesima data le azioni sono assegnate a titolo gratuito al Ministero del Tesoro.
Gestore	Stabilisce con proprie delibere le regole del dispacciamento seguendo gli indirizzi strategici ed operativi stabiliti dal MICA. Entro 90 gg., in base a direttive dell'Autorità, adotta regole tecniche di carattere obiettivo e non discriminatorio in materia di progettazione e funzionamento degli impianti e delle apparecchiature connesse.
Autorità	Verifica pronunciandosi entro 90 gg., sentito il gestore, la conformità delle regole tecniche adottate dallo stesso. Le regole tecniche sono pubblicate in G.U. e notificate alla Commissione delle Comunità Europee.
Ministro dell'Industria	Con decreto entro 90 gg. dall' e.v.p.d. determina l'ambito della rete di trasmissione nazionale, comprensiva delle reti di tensione uguale o superiore a 220 kv e delle parti di rete aventi tensioni comprese tra 120 e 220 Kv da individuare con criteri funzionali.
Proprietari delle reti di trasmissione	Entro 30 gg. dall'emanazione del decreto di determinazione della rete di trasmissione nazionale i proprietari, o coloro che ne hanno comunque la disponibilità, costituiscono una o più società di capitali alle quali entro i successivi 90 gg. sono trasferiti esclusivamente i beni ed i rapporti, le attività e le passività, relativi alla trasmissione di energia elettrica
Ministro dell'Industria	Entro 120 gg. dall'e.v.p.d. con proprio decreto, su proposta dell'Autorità, sentita la Conferenza Unificata definisce la Convenzione tipo sulla base della quale il gestore stipula le convenzioni, anche con le società che dispongono delle reti di trasmissione, per disciplinare gli interventi di manutenzione con altre reti. In caso di mancata stipula delle convenzioni con le società che dispongono delle reti, entro 120 gg. dall'emanazione del decreto di determinazione della rete di trasmissione, le convenzioni sono rese efficaci con decreto entro i successivi 60 gg.

Ministero dell'Industria	Entro 180 gg. dall'e.v.p.d. con uno o più decreti, di concerto con il Tesoro, sentita l'Autorità, individua gli oneri generali afferenti al sistema elettrico. Con proprio provvedimento determina la cessione dei diritti e delle obbligazioni da parte dell'Enel Spa, relativa all'acquisto di energia elettrica comunque prodotta da altri operatori nazionali, al gestore della rete di trasmissione (si tratta dei contratti regolati dal CIP 6 e di altri privati che lavorano per la rete).
Gestore e Imprese	Con apposite convenzioni, previa autorizzazione del Ministro dell'Industria e sentita l'Autorità, sono altresì ceduti al gestore, da parte delle imprese produttrici, l'energia elettrica ed i relativi diritti di cui al titolo IV, lettera B del provvedimento Cip 6/1992.

Art.4 (Acquirente Unico)

TITOLARITÀ	SEQUENZA DEGLI ATTI
Gestore	Entro 6 mesi dall' e.v.p.d. il gestore della rete di trasmissione nazionale costituisce una Spa denominata 'Acquirente Unico'.
Ministro dell'Industria	Entro 6 mesi dall' e.v.p.d., sentiti il Ministro del Commercio e l'Autorità, adotta gli indirizzi ai quali si attiene l'Acquirente Unico al fine di salvaguardare la sicurezza e l'economicità degli approvvigionamenti per i clienti vincolati nonché di garantire la diversificazione delle fonti energetiche, anche con l'utilizzazione delle energie rinnovabili e di energia prodotta mediante cogenerazione.
Ministro dell'Industria	Con proprio provvedimento stabilisce la data di assunzione dell'acquirente unico della funzione di garante della fornitura dai clienti vincolati.
Autorità	Determina la misura del corrispettivo per le attività svolte dall'Acquirente unico.

Art.5 (Funzioni di gestore del mercato)

TITOLARITÀ	SEQUENZA DEGLI ATTI
Ministro dell'Industria	Il gestore predispone la disciplina del mercato che viene approvata con decreto dal Ministro dell'Industria, sentita l'Autorità. Essa prevede, nel rispetto dei criteri di neutralità, trasparenza e obiettività, i compiti del gestore in ordine al bilanciamento di domanda e offerta e gli obblighi per i produttori e gli importatori di energia elettrica.

Art.6 (Contrattazione bilaterale)

TITOLARITÀ	SEQUENZA DEGLI ATTI
Autorità	<p>Entro 2 mesi dall'e.v.p.d. stabilisce, con riferimento ai contratti dei clienti idonei, le clausole negoziali e le regolamentazioni tecniche indispensabili al corretto funzionamento dell'intero sistema elettrico, da inserire nei contratti stessi.</p> <p>Entro 1 mese dalla richiesta dei soggetti interessati determina, sentito il gestore, per i contratti bilaterali autorizzati in deroga al sistema delle offerte, uno specifico corrispettivo aggiuntivo a quello di cui all'art. 3 che produttori, venditori e fornitori dei servizi sono tenuti a versare al gestore ovvero ai distributori interessati in misura proporzionale ai vincoli imposti alle reti di rispettiva competenza.</p>

Art.7 (Piccole reti isolate)

TITOLARITÀ	SEQUENZA DEGLI ATTI
Ministro dell'Industria	<p>Entro il 31 marzo 1999 adotta regolamento, su proposta dell'Autorità, sentita la Conferenza unificata, che detta le disposizioni relative al funzionamento delle piccole reti isolate. Il regolamento si attiene ai seguenti obiettivi: a) sicurezza, efficienza, economicità del servizio; b) sviluppo dell'interconnessione con la rete di trasmissione nazionale; c) uso prioritario delle fonti rinnovabili.</p>

Art.8 (Attività di produzione)

TITOLARITÀ	SEQUENZA DEGLI ATTI
Imprese produttrici e importatrici	<p>A decorrere dal 1 gennaio 2003 a nessun soggetto è consentito produrre o importare, direttamente o indirettamente, più del 50% del totale dell'energia elettrica prodotta e importata in Italia.</p>
Enel Spa	<p>Cede entro il 1 gennaio 2003 non meno di 15.000 Mw della propria capacità produttiva, predisponendo entro 120 giorni dall'e.v.p.d. un piano per le cessioni degli impianti.</p>
Presidente del Consiglio dei Ministri	<p>Approva con DPCM il piano di cessione, nonché la scelta delle modalità di alienazione, su proposta del Ministro del Tesoro di concerto col Ministro dell'Industria.</p>

Autorità garante per li mercato Concede una proroga sentita l'Autorità non superiore a 1 anno, ove il termine del 1 gennaio 2003 non sia compatibile con il rispetto degli obblighi previsti rispettivamente al 50% del limite di produzione o importazione e della cessione dei 15.000 Mw della capacità produttive dell'Enel.

MICA Entro 1 anno dall'e.v.p.d. sono emanati uno o più regolamenti per disciplinare l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di nuovi impianti di produzione di energia elettrica o la modifica o il ripotenziamento di impianti esistenti, alimentati da fonti convenzionali.

Art.9 (L'attività di distribuzione)

TITOLARITÀ	SEQUENZA DEGLI ATTI
Ministro dell'Industria	Le imprese di distribuzione operanti alla data dell'e.v.p.d. continuano a svolgere il servizio di distribuzione sulla base delle concessioni rilasciate entro il 31 marzo 2001 dal Ministro dell'Industria e aventi scadenza il 31 dicembre 2030. Le concessioni prevedono misure di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia secondo obiettivi quantitativi determinati con decreto del Ministro dell'Industria, di concerto col Ministro dell'Ambiente entro 90 giorni dall'e.v.p.d.
Ministro dell'Industria	Emette regolamento, sentite la Conferenza unificata e l'Autorità, che stabilisce le condizioni e i criteri, ivi inclusa la remunerazione degli investimenti realizzati dal precedente concessionario, per le nuove concessioni da rilasciare entro il 31 dicembre 2030. Al fine di razionalizzare la distribuzione è rilasciata una sola concessione di distribuzione per ambito comunale.
Aziende distributrici	Sottopongono al Ministro dell'Industria, entro il 31 marzo 2000, le proposte relative alle iniziative per l'aggregazione delle imprese nei comuni ove alla data dell'e.v.p.d. sono operanti più distributori. Ove il Ministro non si esprima entro il termine di 60 gg. le stesse proposte si intendono approvate.
Aziende distributrici degli Enti locali	Possono chiedere all'Enel Spa in assenza di proposte ovvero nel caso che essa sia motivatamente respinta dal Ministro dell'Industria, la cessione dei rami d'azienda dedicati all'esercizio dell'attività di distribuzione nei comuni nei quali le predette società servano almeno il 20% delle utenze. Ai fini della suddetta cessione, che avviene entro il 31 marzo 2001, la consistenza dei beni, il loro valore, le unità di personale da trasferire, sono determinati dall'accordo tra le parti. In mancanza di accordo entro il 30 settembre 2000, si provvede alle relative determinazioni attraverso tre qualificati soggetti terzi (due indicati dalle parti il terzo dal Presidente del Tribunale).

Autorità	Stabilisce i criteri e i parametri economici per la determinazione del canone annuo da corrispondere agli eventuali proprietari di reti di distribuzione ai quali non sia assegnata la relativa concessione.
Proprietari degli impianti	Entro 180 giorni dall' e.v.p.d. i soggetti indicati che alimentano più di 300.000 clienti finali di distribuzione costituiscono una o più società per azioni alle quali, entro i successivi 6 mesi, sono trasferiti esclusivamente: i beni e i rapporti, le attività e le passività relative alla distribuzione di energia elettrica e alla vendita ai clienti vincolati.

Art. 10 (Attività di importazione ed esportazione)

TITOLARITÀ	SEQUENZA DEGLI ATTI
Gestore	Individua entro 6 mesi dall' e.v.p.d., e successivamente con frequenza biennale, le linee elettriche della rete di trasmissione nazionale interconnesse con i sistemi elettrici di altri Stati, distinguendo quelli dell'Unione Europea.
Autorità	Individua con provvedimento le modalità e le condizioni delle importazioni nel caso che risultino insufficienti le capacità di trasporto disponibili. Emanando con provvedimento norme sulla compatibilità ambientale ed economica dell'energia elettrica importata da paesi non appartenenti all'Unione Europea tenuto conto delle condizioni di reciprocità

Art. 11 (Energia elettrica da fonti rinnovabili)

TITOLARITÀ	SEQUENZA DEGLI ATTI
Importatori e produttori	A partire dal 2001 gli importatori e i soggetti responsabili degli impianti che in ciascun anno importano o producono energia da fonti non rinnovabili hanno l'obbligo di immettere nel sistema elettrico nazionale, nell'anno successivo, una quota prodotta da impianti da fonti rinnovabili entrati in esercizio o ripotenziati limitatamente dalla producibilità aggiuntiva, in data successiva a quella di e.v.p.d.
Autorità	Definisce i criteri specifici in base ai quali il gestore assicura la precedenza all'energia elettrica prodotta nell'ordine da fonti rinnovabili, sistemi di cogenerazione e fonti nazionali di energia combustibile primaria (queste ultime per una quota massima annuale non superiore al 15% di tutta l'energia primaria necessaria per generare l'energia elettrica consumata).

Ministro dell'Industria	Con decreto di concerto col Ministro dell'Ambiente sono adottate le direttive per l'attuazione di quanto disposto a favore delle energie rinnovabili e i sistemi cogenerativi, nonché gli incrementi della percentuale del 2% dell'energia eccedente i 100 GWh, al netto della cogenerazione, degli autoconsumi e delle esportazioni.
CIPE	Delibera su proposta del Ministro dell'Industria, sentita la Conferenza Unificata, la determinazione per ciascuna fonte degli obiettivi pluriennali ed effettua la ripartizione delle risorse destinate all'incentivazione tra regioni e province autonome.

Art. 12 (Concessioni idroelettriche)

TITOLARITÀ	SEQUENZA DEGLI ATTI
Le Regioni, per le nuove concessioni e per l'Enel dopo i primi 30 anni	L'Amministrazione competente rilascia la concessione, per un periodo trentennale, preferendo, a parità di condizioni, il precedente concessionario.
Autorità	Determina con proprio provvedimento i requisiti organizzativi e finanziari, i parametri di aumento dell'energia prodotta e della potenza installata concernenti le procedure previste per il rinnovo della concessione in scadenza (comma 1: almeno 5 anni prima della scadenza di una concessione di grande derivazione idroelettrica ogni soggetto che ne possieda i requisiti può chiedere il rilascio della medesima concessione a condizione che presenti un programma di aumento dell'energia e di potenziamento dell'impianto).
Attualmente il MICA, in seguito chi rilascerà la concessione	Con decreto legislativo sono stabilite le modalità per la fissazione dei canoni di concessione.

Art. 13 (Assetto societario dell'Enel Spa)

TITOLARITÀ	SEQUENZA DEGLI ATTI
Enel Spa	Assume le funzioni di indirizzo strategico e di coordinamento dell'assetto industriale. Entro 60 giorni dall'e.v.p.d. l'assemblea dell'Enel delibera, le conseguenti modifiche statutarie costituendo società separate per: a) produzione di energia elettrica; b) distribuzione e vendita ai clienti vincolati; c) vendita ai clienti idonei; d) proprietà della rete di trasmissione comprensiva delle linee di trasporto e delle stazioni di trasformazione e le connesse attività di manutenzione e sviluppo decise dal gestore; e) smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse. Entro 180 giorni dall'e.v.p.d. alle costituende società sono conferiti tutti i beni e rapporti giuridici relativi all'oggetto delle loro attività. Le azioni della società di cui alla lettera e) sono assegnate al Ministero del Tesoro.

Art. 14 (Clienti idonei)

TITOLARITÀ	SEQUENZA DEGLI ATTI
Ministro dell'Industria	Nel caso in cui il mercato dei clienti idonei, comprensivo degli autoconsumi, risulti inferiore al 30% l'11 febbraio 1999, al 35% il 1 gennaio 2000 e al 40% il 1 gennaio 2002, con proprio decreto individua (anche su proposta delle Regioni) nuovi limiti per l'attribuzione della qualifica di cliente idoneo.
Ministro dell'Industria	Individua con proprio decreto, sentita l'Autorità e in aperture comparabili di altri Stati, nuovi limiti per l'attribuzione della qualifica di cliente idoneo.
Ministro dell'Industria	Entro 3 anni dall'e.v.d.p. sentita l'Autorità con regolamento ai sensi dell'art. 17 della legge n. 400/1998 individua gli ulteriori soggetti cui attribuire, anche successivamente al 2002, la qualifica di cliente idoneo.
Clienti idonei	Autocertificano la propria qualifica per l'anno 1999.
Autorità	Entro 90 gg. dall'e.v.d.p. stabilisce con proprio provvedimento le modalità per riconoscere e verificare la qualifica di cliente idoneo degli aventi diritto.

Art. 15 (Norme transitorie in materia di fonti rinnovabili)

TITOLARITÀ	SEQUENZA DEGLI ATTI
Soggetti beneficiari delle incentivazioni	È fatto obbligo di presentare all'Autorità, entro 1 anno dall'e.v.p.d., le autorizzazioni necessarie alla costruzione degli impianti non ancora in esercizio. Il mancato adempimento a tale obbligo comporta la decadenza di ogni diritto alle incentivazioni

11. Il nuovo assetto del settore elettrico

Il decreto legislativo n. 79 del 1999, cosiddetto decreto Bersani, ha sostanzialmente modificato l'assetto del sistema elettrico italiano. Come già sinteticamente illustrato in precedenza (para.9 n.d.r.) il sistema elettrico del nostro Paese nel corso degli anni è stato soggetto a diverse modifiche fondate di volta in volta su ragioni diverse.

Difatti, obiettivo della legge n. 1643 del 1962 istitutiva dell'Enel (ente nazionale energia elettrica) era quello della nazionalizzazione delle principali attività quali produzione distribuzione e vendita dell'energia elettrica, al fine di poter meglio garantire la prestazione del servizio indiscriminatamente e paritariamente a tutti i cittadini. Sostanzialmente l'Enel operava in condizioni di monopolio, in deroga

ad esso però alle aziende municipalizzate, alle imprese autoproduttrici (ovvero produttrici di energia elettrica necessaria all'esclusivo soddisfacimento del proprio fabbisogno produttivo) e ad un numero limitato di piccole aziende erano consentite la produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica.

Dal 1962 al 1991 invece, si sono susseguiti diversi provvedimenti legislativi che hanno modificato l'assetto del sistema elettrico con l'intento di ridurre il regime di esclusiva dell'Enel.

In tal senso è intervenuta dapprima la legge n. 393 del 1975 che ha consentito a comuni e province di produrre elettricità mediante fonti rinnovabili ed in cogenerazione (generazione combinata) tramite il funzionamento di impianti di dissalazione e l'incenerimento di rifiuti solidi urbani; è seguita poi la legge n. 308 del 1982 la quale ha disposto che tutti gli impianti la cui potenza fosse superiore a 3 MW potevano produrre elettricità da fonti rinnovabili o assimilate, purché l'energia prodotta fosse utilizzata solo per il consumo proprio. Ad essa è seguita la legge n. 9 del 1991 che riprendendo quanto sancito dalla 308 ha inteso promuovere la liberalizzazione totale della produzione di energia da fonti convenzionali e da fonti rinnovabili. Per quanto riguarda le fonti convenzionali ha da un lato ampliato il concetto di autoconsumo facendo rientrare nel fabbisogno proprio non solo quello dell'azienda produttrice, ma anche quello delle società controllate, e dall'altro eliminato il vincolo dell'autoconsumo. Per quanto riguarda le fonti rinnovabili invece, ha eliminato il vincolo di potenza e sancito l'obbligo di cedere all'Enel ed alle imprese minori l'energia prodotta eccedente il fabbisogno proprio, nonché la libera circolazione della stessa all'interno dei consorzi.

Il quadro del settore elettrico viene poi ulteriormente a modificarsi con la privatizzazione dell'Enel. Il decreto legge n. 333 del 1992, poi convertito in legge n. 359 del 1992, dispone all'articolo 15 che l'Enel è trasformata in società per azioni, e che le azioni della società sono attribuite al Ministero del Tesoro. Il decreto inoltre, attribuisce a titolo di concessione le attività che prima erano riservate all'Enel per legge, alla nuova società Enel s.p.a.

Il passaggio da ente pubblico operante in regime di monopolio a società privata che opera in regime di concorrenza, era un passaggio delicato in quanto fornendo l'Enel un servizio pubblico, prima di dichiarare operativa la trasformazione in s.p.a. si rese necessario garantire la tutela degli utenti del servizio. Pertanto, con la legge n. 474 del 1994 il legislatore al fine di prevenire il rischio che l'impresa venendo ad operare in regime di concorrenza potesse non considerare pienamente l'interesse pubblico, ha previsto poteri speciali in favore dello Stato azionista e disposto che la dismissione delle azioni pubbliche dell'Enel dovesse essere preceduta dalla creazione di un organismo indipendente a cui attribuire il potere di controllo della qualità del servizio e di predisposizione delle tariffe.

È stata quindi istituita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas con la legge n. 481 del 1995.

Finalità della legge è garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza del settore dei servizi di pubblica utilità, nonché adeguati livelli di qualità nei servizi medesimi in condizioni di economicità e di redditività, assicurandone la fruibilità e la diffusione in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale, definendo un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, promuovendo la tutela degli interessi di utenti e consumatori, tenuto conto della normativa comunitaria in materia e degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo. Il sistema tariffario deve altresì armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse.

Fra i compiti principali attribuiti dalla legge all'Autorità vi sono:

- la determinazione e l'aggiornamento delle tariffe per il settore elettrico, garantendone anche la trasparenza;
- compiti di indirizzo con riferimento agli obblighi di servizio universale dei concessionari ed alla separazione contabile e gestionale delle imprese;
- emanare le direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi da parte dei soggetti esercenti i servizi medesimi, definendo in particolare i livelli generali di qualità riferiti alla singola prestazione da garantire all'utente, sentiti i soggetti esercenti il servizio e i rappresentanti degli utenti e dei consumatori;
- assicurare la tutela degli utenti del servizio reso, attraverso la valutazione dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni presentate dagli utenti-consumatori, in merito al rispetto dei livelli

qualitativi e tariffari imposti agli esercenti il servizio nei confronti dei quali l'Autorità interviene adottando provvedimenti interdettali e decisioni di condanna.

La modifica più significativa è stata sicuramente apportata dal decreto Bersani che, innova il sistema elettrico nazionale sancisce e regola la liberalizzazione del mercato elettrico. La liberalizzazione si realizza riconoscendo il diritto a qualunque soggetto italiano o straniero, di svolgere, nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica.

Le attività di trasmissione e dispacciamento, sono riservate allo Stato ed attribuite in concessione ad una costituenda società, il GRTN, ed infine l'attività di distribuzione è può essere esercitata con concessione rilasciata dal MICA.

Per quanto riguarda l'attività di produzione, il decreto Bersani stabilisce che a decorrere dal 1 gennaio 2003 a nessun soggetto è consentito produrre o importare, direttamente o indirettamente più del 50% del totale dell'energia elettrica prodotta e importata in Italia. A tal fine il decreto impone all'Enel di ridurre la propria capacità produttiva cedendo non meno di 15.000 MW, sulla base di un piano di cessione degli impianti soggetto ad approvazione con decreto del Presidente del Consiglio su proposta del Ministro del Tesoro di concerto con il MICA.

L'attività di trasmissione è attribuita dallo Stato in concessione al Gestore della rete di trasmissione nazionale, che esercita le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica compresa la gestione unificata della rete di trasmissione nazionale. Il Gestore principalmente:

- gestisce i flussi di energia, i relativi dispositivi di interconnessione e i servizi ausiliari necessari;
- garantisce l'adempimento di ogni obbligo volto ad assicurare la sicurezza, l'affidabilità, l'efficienza e il minor costo del servizio e degli approvvigionamenti;
- gestisce la rete senza discriminazione di utenti o categorie di utenti;
- delibera gli interventi di manutenzione e sviluppo della rete.

L'articolo 3 del decreto Bersani dispone che entro 30 giorni dall'entrata in vigore dello stesso, l'Enel s.p.a. costituisce una società per azioni cui conferisce tutti i beni eccettuata la proprietà delle reti, i rapporti giuridici inerenti all'attività del Gestore stesso, compresa la quota parte dei debiti afferenti al patrimonio conferito, e il personale necessario per le attività di competenza.

Il MICA, sentita l'Autorità ed i soggetti interessati, con decreto del 25 giugno 1999 ha determinato l'ambito della rete di trasmissione nazionale, ed entro il termine di 30 giorni dall'approvazione del decreto di determinazione della rete di trasmissione i proprietari di porzioni della rete o coloro che ne hanno la possibilità costituiscono una o più società di capitali alle quali sono trasferiti esclusivamente i beni e i rapporti, le attività e le passività, relativi alla trasmissione di energia elettrica. Il Gestore dovrà poi stipulare singole convenzioni, in conformità ad una convenzione tipo definita con decreto dal MICA su proposta dell'Autorità, per disciplinare gli interventi di manutenzione e di sviluppo della rete e dei dispositivi di interconnessione con altre reti.

Riguardo all'attività di distribuzione come detto in precedenza viene svolta in regime di concessione rilasciata dal MICA, tali concessioni dovranno individuare i responsabili della gestione, della manutenzione e se necessario dello sviluppo delle reti di distribuzione e dei relativi dispositivi di interconnessione. Le imprese distributrici sono obbligate a connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche e le deliberazioni dell'Autorità per l'energia in materia di tariffe, contributi ed oneri. Le imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore del decreto, continueranno a svolgere tale servizio sulla base di concessioni che il MICA dovrà loro rilasciare entro il 31 marzo 2001, con scadenza il 31 dicembre 2030. Tali concessioni dovranno individuare i responsabili della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo delle reti di distribuzione e dei relativi dispositivi di interconnessione.

Il decreto Bersani prevede, allo scopo di razionalizzare la distribuzione dell'energia elettrica, il rilascio di una sola concessione di distribuzione per ciascun ambito comunale. Nei comuni in cui, alla data di entrata in vigore del decreto, sono operanti più distributori, questi attraverso le normali regole

del mercato, devono adottare le opportune iniziative per la loro aggregazione e sottoporre ad approvazione le relative proposte al MICA entro il 31 marzo 2000. Nel caso in cui le parti non presentino alcuna proposta di aggregazione o una volta presentata sia stata respinta, le società di distribuzione partecipate dagli enti locali potranno chiedere all'Enel la cessione dei rami d'azienda dedicati all'esercizio dell'attività di distribuzione nei comuni nei quali le predette società servono il 20% delle utenze.

Agli eventuali proprietari di reti di distribuzione, ai quali non sia assegnata la relativa concessione, dovrà essere corrisposto dal nuovo concessionario un canone annuo determinato secondo criteri e parametri economici che sono stabiliti dall'Autorità.

Infine, entro centoottanta giorni dalla data di entrata in vigore del decreto, i soggetti proprietari degli impianti di distribuzione che alimentino più di 300.000 clienti finali costituiscono una o più società per azioni, alle quali sono trasferiti esclusivamente i beni e i rapporti, le attività e le passività, relativi alla distribuzione di energia elettrica ed alla vendita ai clienti vincolati, compresa una quota parte dei debiti del patrimonio conferito.

Dalla distribuzione passiamo all'analisi dei clienti del mercato dell'energia elettrica. Il decreto Bersani distingue fra cliente idoneo e cliente vincolato. Il primo è identificato con la persona fisica o giuridica che ha la capacità di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero. Hanno diritto alla qualifica di clienti idonei:

- i distributori, limitatamente all'energia elettrica destinata a clienti idonei connessi alla propria rete;
- gli acquirenti grossisti, limitatamente all'energia consumata da clienti idonei con cui hanno stipulato contratti di vendita;
- i soggetti cui è conferita da altri Stati la capacità giuridica di concludere contratti di acquisto o fornitura di energia elettrica scegliendo il venditore o il distributore, limitatamente all'energia consumata al di fuori del territorio nazionale;
- l'azienda che potrà essere costituita dalle province autonome di Trento e Bolzano in base al decreto del Presidente della Repubblica 235/1977 per l'attività di distribuzione di energia elettrica;
- ogni cliente finale il cui consumo, misurabile in un unico punto del territorio nazionale sia risultato, nell'anno precedente, superiore a 30 Gwh;
- le imprese costituite in forma societaria, i gruppi di imprese, i consorzi e le società consortili, aventi nell'anno precedente i seguenti consumi minimi: a) consumo complessivo superiore a 30 Gwh fino al 31 dicembre 1999, 20 Gwh dal 1 gennaio 2000 fino al 31 dicembre 2001, e 9 Gwh dal 1 gennaio 2002 b) consumo individuale almeno pari a 2 Gwh fino al 31 dicembre 1999, 1 Gwh dal 1 gennaio 2000.

Dal primo gennaio 2002 sarà qualificato cliente idoneo ogni cliente finale il cui consumo sia risultato nell'anno precedente superiore a 1 Gwh in ciascun punto di misura. Nel caso in cui il mercato dei clienti idonei, comprensivo degli autoconsumi, risulti inferiore al 30% al 19 febbraio 1999, al 35% al 1 gennaio 2000 ed al 40% al 1 gennaio 2002 del mercato totale dei clienti, il MICA dovrà individuare nuovi limiti per l'attribuzione della qualifica di cliente idoneo tenendo conto del processo di riequilibrio tariffario.

Il cliente vincolato è invece il cliente finale che, non rientrando nella categoria dei clienti idonei, è legittimato a stipulare contratti di fornitura esclusivamente con il distributore che esercita il servizio nell'area territoriale dove è localizzata l'utenza. Al cliente vincolato dovrà essere assicurata una parità di trattamento su tutto il territorio nazionale.

L'articolo 4 del decreto Bersani dispone che entro sei mesi dall'entrata in vigore del decreto, il gestore della rete di trasmissione nazionale costituisce una società per azioni denominata Acquirente Unico, tale società stipula e gestisce contratti di fornitura al fine di garantire ai clienti vincolati la disponibilità della capacità produttiva di energia elettrica necessaria e la fornitura di energia elettrica in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio. La norma è esplicativa delle modalità in cui opera l'Acquirente Unico. Sancisce infatti che entro il 30 giugno di ogni anno l'Acquirente Unico

deve elaborare la previsione della domanda da soddisfare nel triennio successivo, comprensiva della riserva a garanzia delle forniture, a tal fine gli operatori sono tenuti a fornirgli i dati concernenti la propria attività. Sulla base di tale previsione e della propria stima per un ulteriore quinquennio, l'Acquirente Unico stipula i contratti di fornitura con procedure di acquisto trasparenti e non discriminatorie. Inoltre, sulla base di direttive dell'Autorità, stipula contratti di vendita con i distributori elettrici a condizioni non discriminatorie, anche al fine di consentire l'applicazione della tariffa unica ai clienti vincolati, nel contempo assicurando l'equilibrio del proprio bilancio. Il MICA sentita l'Autorità può autorizzare il gestore a cedere quote azionarie della società a soggetti che, in forma singola o associata, rappresentino componenti significative delle attività di distribuzione dell'energia elettrica. Il corrispettivo delle attività svolte dall'Acquirente Unico è determinato dall'Autorità in modo tale da incentivare la società allo svolgimento delle attività di propria competenza secondo criteri di efficienza economica.

Ultimo soggetto che il decreto Bersani introduce nel nuovo sistema elettrico è il gestore del mercato, ovvero una società per azioni costituita dal GRTN entro nove mesi dall'entrata in vigore del decreto. Compito del gestore del mercato è organizzare il mercato secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività, nonché di concorrenza tra produttori, assicurando la gestione economica di una adeguata disponibilità della riserva di potenza. Entro un anno dalla sua costituzione il gestore del mercato dovrà predisporre, nel rispetto dei suddetti criteri e del principio del bilanciamento della domanda e dell'offerta, la disciplina del mercato, soggetta alla approvazione del Ministro dell'Industria sentita l'Autorità. Entro il 1° gennaio 2001 il gestore del mercato dovrà gestire le offerte di acquisto e di vendita dell'energia elettrica e di tutti i servizi connessi. Fino alla stessa data il GRTN pone a disposizione degli operatori una sede di negoziazione dei contratti bilaterali.

12. Gli obblighi di servizio pubblico.

Come visto in precedenza la direttiva 96/92/CE pone quale condizione per la realizzazione del mercato interno dell'energia elettrica, e per la liberalizzazione del settore, il rispetto degli obblighi di servizio pubblico posti a tutela dei clienti e dell'ambiente. Il decreto legislativo n. 79 del 1999 disciplina i fondamentali obblighi di servizio pubblico, mentre le disposizioni volte ad assicurare il rispetto della qualità del servizio pubblico sono determinate dall'Autorità dell'energia elettrica e il gas. Sofferimmo la nostra attenzione sugli obblighi che concernono la sicurezza, la regolarità della fornitura, il prezzo di fornitura e la tutela dell'ambiente.

Iniziamo ad analizzare l'elemento principale, vale a dire la sicurezza, l'articolo 3 del d. lgs. n. 79/99 dispone che il gestore della rete di trasmissione nazionale è il responsabile per la sicurezza dell'intero sistema, ed in quanto tale prende le decisioni relative all'esercizio, alla manutenzione ed allo sviluppo dell'impianto di distribuzione; le imprese coinvolte sono tenute ad effettuare le attività e gli interventi programmati, e sono remunerate con una tariffa annua che copre i costi sostenuti per la realizzazione di tali attività e per la manutenzione dei generatori.

L'inosservanza di tali obblighi comporta per le imprese una riduzione del 10% della tariffa di remunerazione annua, e nel caso in cui tale inosservanza comporti danni gravi e diffusi al sistema di elettricità il Ministero per le Attività Produttive può sospendere o revocare le concessioni rilasciate. Sempre l'articolo 3 ascrive la responsabilità della regolarità della fornitura al gestore della rete di trasmissione, disponendo che è responsabile della gestione dei flussi di energia al sistema, dei meccanismi di interconnessione e dei servizi connessi. Ed è pertanto tenuto a fornire le istruzioni per coordinare il contemporaneo funzionamento degli impianti di generazione connessi all'impianto di distribuzione, gli utenti del sistema di distribuzione, il sistema stesso ed i dispositivi di interconnessione con gli impianti transnazionali. Deve inoltre gestire congestioni ed elaborare piani nazionali volti a soddisfare i bisogni del mercato dell'elettricità.

Veniamo al ruolo dei produttori e dei distributori. Per quanto riguarda i primi sono tenuti a collaborare con il gestore per assicurare la regolarità della fornitura, i secondi hanno l'obbligo, ai sensi del-

l'articolo 9 d. lgs. 79/99, di garantire l'accesso a chiunque lo richieda, purché ciò non pregiudichi la regolarità del servizio, e purché operino nel rispetto delle norme tecniche e delle delibere dell'Autorità per l'energia. A tal proposito una delibera¹⁸ dell'Autorità dispone che i distributori debbano garantire ai clienti idonei ed ai clienti del mercato vincolato, lo stesso grado di regolarità e che siano tenuti a rendere note eventuali interruzioni calcolando l'ammontare di interruzione per ciascun cliente. Al fine di incentivare l'osservanza di tali obiettivi l'Autorità garantisce incentivi ai distributori, e per il caso contrario impone loro delle sanzioni amministrative.

La regolarità della fornitura per i clienti del mercato vincolato è garantita dall'Acquirente Unico.

La legge n. 481 del 1995 istitutiva dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, prevede all'articolo 2 che la stessa stabilisca ed aggiorni le tariffe base, i parametri e gli altri elementi necessari a calcolare le tariffe dell'energia. Le imprese possono presentare proposte di aggiornamento tariffario soggette all'approvazione dell'Autorità. Quest'ultima ha emanato diverse delibere inerenti la determinazione delle tariffe, predisponendo ad esempio le tariffe per il servizio di lettura dei contatori, per il servizio di trasporto per i clienti idonei e per il servizio di trasporto per l'energia elettrica per chi ha l'obbligo di connessione con terzi.

Per quanto riguarda i clienti del mercato vincolato, l'Acquirente Unico ha l'obbligo di applicare una sola tariffa in tutto il Paese.

Per quanto riguarda, infine la tutela dell'ambiente l'articolo 12 d. lgs. n. 79/99 dispone che al fine di incentivare l'uso delle energie rinnovabili, il risparmio energetico, la riduzione delle emissioni di anidride carbonica e l'utilizzo delle risorse energetiche nazionali, a decorrere dal 2001 le imprese produttrici e importatrici di energia prodotta da fonti non rinnovabili, debbano immettere nel sistema elettrico nazionale una quota prodotta da fonti rinnovabili. Le imprese possono adempiere a tale obbligo anche acquistando l'equivalente quota o i relativi diritti da altri produttori, purché immettano l'energia da fonti rinnovabili nel sistema elettrico nazionale. Il gestore della rete di trasmissione nazionale assicura la precedenza agli impianti che producono energia elettrica utilizzando fonti energetiche rinnovabili, sistemi di cogenerazione e fonti nazionali di energia combustibile primaria.

L'attuazione di tale norma è nella stessa demandata a successivi decreti ministeriali che dovranno tener conto anche degli impegni internazionali previsti dal protocollo di Kyoto.

In ultimo rileviamo che l'articolo 2.12 della legge suddetta dispone che la liberalizzazione del mercato avvenga nel quadro di regole che garantiscano lo svolgimento del servizio pubblico e l'universalità del medesimo. Per la prima volta si fa riferimento non più, o non solo, agli obblighi di servizio pubblico ma ad obblighi di servizio universale. Dei quali però il legislatore non fornisce una definizione precisa, in nostro aiuto interviene l'Autorità per l'energia¹⁹ la quale ritiene che fra le attività che rientrano nel concetto di servizio universale vi siano: l'allacciamento dei clienti alla rete, l'accesso e l'uso delle reti di trasmissione e di distribuzione, l'erogazione di energia elettrica ai clienti vincolati e la fornitura di servizi di rete a tutti gli utenti. Dispone inoltre nello stesso documento che si impegna a "rendere trasparenti gli oneri per le imprese elettriche conseguenti agli obblighi di servizio universale al fine di assicurarne la copertura da parete della totalità dei consumatori, sia idonei che vincolati".

¹⁸ Delibera n. 115/2002 disponibile all'url:

<http://www.autorita.energia.it/doc/02/155-02.htm> Data ultima consultazione: 5 aprile 2005.

¹⁹ Comunicato stampa del 29 ottobre 1998, disponibile all'url:

http://www.autorita.energia.it/com_stampa/98/cs_291098.htm Data ultima consultazione: 5 aprile 2005.

13. Nasce l'Acquirente Unico: col congelamento dell'attività inizia il ridimensionamento del ruolo

13.1 L'Acquirente Unico dalla costituzione all'assunzione del ruolo di garante degli utenti vincolati

I dubbi e le perplessità, presenti nel dibattito e nelle esternazioni dei vari soggetti interessati, che hanno accompagnato il processo decisionale per l'emanazione del D.Lgs. 79/99 si sono riverberati sull'oggetto del contendere ed in particolare sulla novità rappresentata dal neonato Acquirente Unico.

È comprensibile, ma non condivisibile, che l'ostracismo posto in essere - dalle aziende di distribuzione dell'elettricità, dalle imprese verticalmente integrate con in testa l'ENEL e dai produttori di elettricità - sembra non trovare contraddittori per l'immotivato disimpegno delle associazioni consumeristiche nella promozione dell'inizio dell'attività del nuovo soggetto, nonostante il perpetuarsi della lesione degli interessi e dei diritti dei piccoli consumatori-utenti.

È però l'Adiconsum che manifesta apertamente tutte le proprie perplessità nel rapporto di ricerca, edito nel 2001 congiuntamente con il Consumers' Forum, su "La liberalizzazione del mercato elettrico e del gas naturale. I riflessi sui consumatori e sulle imprese".

A. La prima esternazione di A.U.

Nel corso della presentazione di tale pubblicazione, nel novembre 2001, è il Presidente dell'A.U. - F. Silva che si cimenta con le trancianti affermazioni contenute nella ricerca:

- "i clienti vincolati continueranno a subire un regime di monopolio senza che peraltro abbiano i vantaggi che derivano dalla integrazione verticale del vecchio monopolista pubblico..."
- una vera soluzione al problema si avrebbe solo rendendo superfluo l'istituto dell'A.U. ... completando la liberalizzazione del mercato".

Il rappresentante dell'A.U. in un articolato intervento ha riassunto nelle due seguenti considerazioni la gravità della scarsa tutela del piccolo consumatore.

- I clienti vincolati, 30 milioni di utenti con consumi pari a circa 200 TWh nel 2000, continuano a pagare una bolletta elettrica tra le più care d'Europa: +24% per gli utenti domestici (gennaio 2001).
- C'è un soggetto che controlla il 70% della generazione, oltre l'80% della distribuzione, circa il 40% della vendita al mercato libero, svolge attualmente le funzioni di Acquirente Unico e si parla di concorrenza
- Proseguendo, Silva e Adiconsum chiedono la liberalizzazione totale della domanda e l'eliminazione dell'AU! **In tale contesto?**

Comunque, in ogni caso, siamo sicuri che anche in condizioni di concorrenza, potendo liberalizzare completamente, non sia comunque necessario un soggetto terzo per la tutela dei clienti di minori dimensioni?

Il rappresentante dell'A.U. per sottolineare che per i clienti vincolati sarebbe stato più conveniente avere un soggetto terzo che fronteggiasse per loro conto i vari produttori si è soffermato sulle specifiche problematiche che alterano il mercato concorrenziale, richiamando l'attenzione in particolare su importazioni, vettoriamento, stranded cost, impianti CIP6.

L'art. 10, comma 2, del d. lgs. 79/99: "Con provvedimento dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sono individuati modalità e condizioni delle importazioni nel caso che risultino insufficienti le capacità di trasporto disponibili, tenuto conto di una equa ripartizione complessiva tra mercato vincolato e mercato libero"

La domanda a cui rispondere è: siamo in presenza di un'equa ripartizione? La risposta è sotto gli occhi di tutti.

- Nel **2000** la quota di energia importata per il mercato libero (53%) è stata decisamente superiore alla sua quota di domanda di tale mercato (25%). L'Enel Spa aveva infatti informato l'Autorità che non riteneva “di poter intraprendere alcuna iniziativa per l'acquisizione di energia elettrica dall'estero, in aggiunta ai contratti pluriennali in vigore, da destinare al mercato vincolato per la completa utilizzazione della quota assegnata a detto mercato”
- La stessa allocazione è stata reiterata per il 2001 e ai clienti vincolati è stata destinata solo la capacità impegnata dai contratti pluriennali dell' Enel.

Silva ha proseguito affermando:

- Inoltre le rendite derivanti dai contratti pluriennali dell' Enel (quanto? 800 mld?) non sono state destinate ai clienti vincolati
- **Non sarebbe convenuto ai clienti vincolati avere un operatore che potesse operare in loro favore e trasferire loro i benefici delle importazioni?**

La domanda vale anche per la riserva di potenza e le prestazioni per l'equilibrio istantaneo tra domanda ed offerta di elettricità sull'intero sistema.

- Il mercato vincolato sta pagando un prezzo dell' energia elettrica all' ingrosso che remunera l'Enel **anche** per l' attività di riserva e bilanciamento di tutto il sistema (mercato libero e vincolato)
- L' Autorità ha stabilito regole che consentono di ripartire tali costi (servizi di bilanciamento e riserva) tra mercato libero e vincolato
- Purtroppo tali regole non sono state correttamente applicate. Ciò ha generato una non equa ripartizione dei costi tra i due mercati.

Per quanto riguarda gli impianti CIP6, ricordato che il provvedimento CIP 6/92 introduceva un meccanismo di incentivi per la generazione da fonti rinnovabili e “assimilate”, si evidenzia che:

- nel 2001 l' energia prodotta da impianti CIP 6 viene ceduta dal GRTN al mercato libero attraverso un meccanismo di aste a prezzi inferiori rispetto a quelli del mercato vincolato.
- **Se l' AU avesse partecipato alle aste CIP 6 si sarebbero potuti risparmiare diverse centinaia di miliardi in favore del mercato vincolato (in quanto l' aumento dell' onere della componente A3 sarebbe stato compensato dalla diminuzione del prezzo medio di acquisto dell' energia per il mercato vincolato e, indirettamente, per il libero).**

Silva ha ritenuto quindi necessario trasmettere anche le preoccupazioni che nutrivamo per il futuro, richiamando l'attenzione dei presenti su due anomalie un domani potrebbero condizionare significativamente il mercato elettrico italiano:

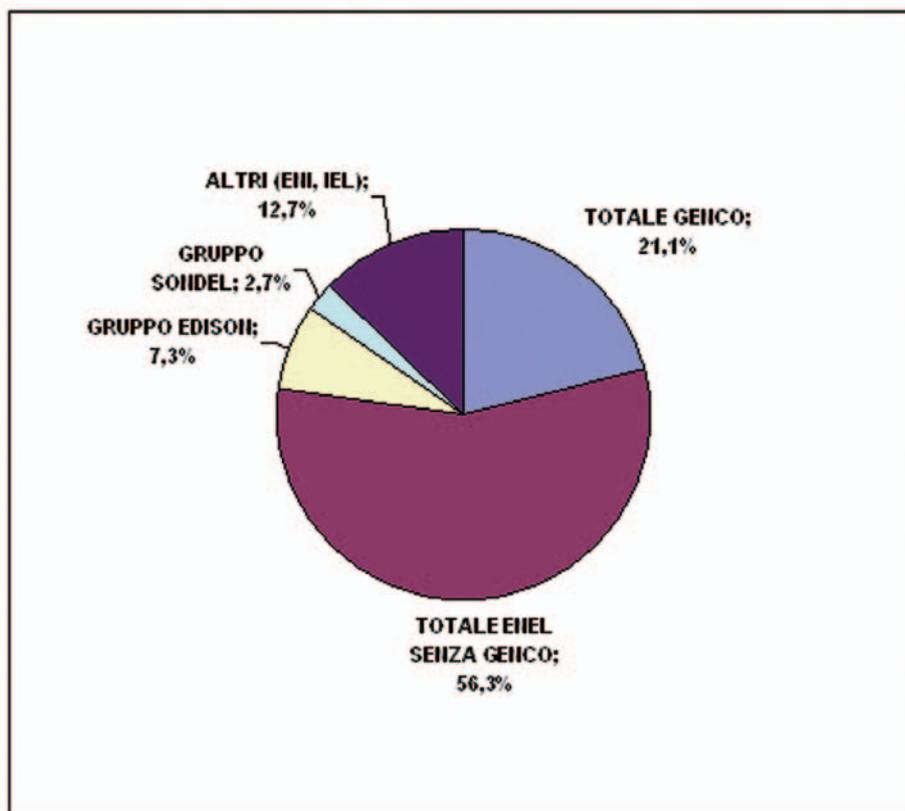
- la concentrazione in pochissimi operatori della capacità produttiva e quindi dell'energia offribile sul mercato;
- l'enorme bagaglio di informazioni possedute dall'ex monopolista che può consentire la simulazione predittiva dei comportamenti mercantili delle tre società (GENCO) che dovrà cedere.

La concentrazione di capacità produttiva determina una struttura dell'offerta caratterizzata da una posizione dominante che non consente il verificarsi di condizioni concorrenziali.

La dimensione del problema posto è rilevabile dalla tabella e dal diagramma che seguono, in cui per comodità espositiva la produzione di tutte le aziende ex municipalizzate è raggruppata nella sigla IEL – Imprese Enti Locali.

Quote di mercato nella generazione – anno 2000

	Gwh	%
Enel Produzione	125.204	53,1
Erga	7.513	3,2
Valgen	127	0,1
Eurogen	22.471	9,5
Elettrogen	19.636	8,3
Interpower	7.576	3,2
TOTALE GENCO	49.683	21,1
TOTALE ENEL	182.527	77,4
TOTALE ENEL SENZA GENCO	132.844	56,3
Gruppo Edison	17.254	7,3
Gruppo Sondel	6.265	2,7
Altri (Eni, Iel)	29.880	12,7
Totale produzione netta	235.926	100



Per quanto riguarda le asimmetrie informative, Silva concludendo, ha sottolineato che l' Enel gode di un enorme vantaggio informativo in quanto conosce la capacità produttiva, i costi le indisponibilità attese non solo del proprio parco produttivo ma anche di gran parte degli altri produttori (GENCO); ENEL ha informazioni nettamente superiori sullo stato della rete di trasmissione, le sue modalità di esercizio etc.

- Tra le varie problematiche derivanti dalla integrazione verticale si aggiunge anche quella relativa all'informazione sulla domanda a livelli più o meno aggregati (che permette non solo di simulare l'andamento dei prezzi ma anche di predisporre una corretta analisi di profittabilità dei diversi clienti)
- Ne consegue un quadro in cui ENEL può senza grandi difficoltà coniugare alti profitti con bassi rischi di entrata, semplicemente aumentando la volatilità e la imprevedibilità (per gli altri) dei prezzi di mercato e discriminando opportunamente le proprie offerte commerciali ai clienti finali

13.2 La Federconsumatori e lo A.U.

È passato un anno dal novembre 2001 quando l'Acquirente Unico scende formalmente in campo realizzando un convegno con la Federconsumatori su "Il nuovo mercato elettrico e la difesa dei consumatori. L'Acquirente Unico quale garante dell'utenza vincolata".

È, infatti, il 5 dicembre del 2002 quando in una sala gremita del Centro Congressi Frentani, il Presidente dell'A.U. – Francesco Silva svolge una ampia e corposa relazione facendo il punto sullo stadio di evoluzione del mercato elettrico e sui ritardi accumulatisi per numerosi adempimenti previsti dal D.Lgs. 79/99.

Di seguito riportiamo ampi stralci della relazione del Presidente dell'A.U. tratti dalle diapositive realizzate in occasione del convegno, non essendo necessario alcun'integrazione per la loro perfetta e sintetica chiarezza espositiva e concettuale.

- La perdurante inoperatività dell'Acquirente Unico, oltre ad alcune asimmetrie del quadro regolatorio e normativo, hanno fatto sì che finora beneficiassero dell'apertura del mercato elettrico solo alcune categorie di utenti (energivori e in generale grandi consumatori).
- Per far sì che la liberalizzazione del settore energetico abbia effetti positivi per tutti è necessario dare rapidamente attuazione alla norma che prevede l'avvio dell'operatività per l'Acquirente Unico.
- AU è responsabile della fornitura dei clienti del mercato elettrico vincolato
- Il mercato vincolato è costituito dai clienti finali che presentano i consumi di dimensioni minore (utenze domestiche, commercianti, albergatori, aziende di servizi, piccole e medie imprese del settore industriale ed agricolo) e sono pertanto i clienti commercialmente più deboli
- Il compito di AU è quello di:
 - „ minimizzare i costi di acquisto
 - „ proteggere i clienti finali (potenzialmente idonei) da politiche commerciali sfavorevoli/discriminatorie da parte dei fornitori
- Ad AU dovrà essere consentito di operare con efficacia
- Le istituzioni dovranno pertanto provvedere a:
 - „ limitare le asimmetrie in favore del mercato libero, come nel caso delle importazioni
 - „ consentire ad AU di scegliere se approvvigionarsi in Borsa o attraverso contratti bilaterali fisici alle stesse condizioni a cui verrà concesso ai fornitori del mercato libero
 - „ incidere sulla struttura dell'offerta e sul potere di mercato dell'operatore dominante
- L'attuale situazione evidenzia che finora gli utenti vincolati non hanno potuto beneficiare dell'energia elettrica importata a basso costo dall'estero
- La rendita dei contratti pluriennali è sempre rimasta nella disponibilità dell'Enel e la restante capacità di importazione è stata assegnata esclusivamente al mercato libero
- Solo a decorrere dal 2003 il mercato vincolato potrà usufruire di 100 MW di capacità di importazione sulla frontiera nord occidentale (e verosimilmente di ulteriori 100 MW sulla frontiera meridionale, ma a prezzi molto meno competitivi).

- Tuttavia tali quote non consentono in alcun modo di dare attuazione alla norma su l'equa ripartizione della capacità di importazione prevista dal decreto Bersani
- Contratti pluriennali e disegno di legge
 - „ il ddl Marzano prevede il trasferimento dei contratti pluriennali dell'Enel ad AU a titolo oneroso. Si fa presente che se tali contratti fossero trasferiti gratuitamente si otterrebbe, per il solo anno 2003, un risparmio per il mercato vincolato superiore ai 300 milioni di euro.
- Effetti sulle tariffe di una eventuale ulteriore assegnazione di capacità di importazione al mercato vincolato:
 - „ assegnare al mercato vincolato ulteriore capacità di import permetterebbe una sostanziale riduzione dei prezzi dell'energia per i clienti vincolati andando incontro alle preoccupazioni del Governo per le tensioni inflazionistiche
 - „ ad esempio la riduzione del prezzo all'ingrosso per il vincolato che sarebbe possibile conseguire assegnando ulteriori 500 MW sulla frontiera settentrionale (600 MW complessivi) comporterebbe un risparmio per il mercato vincolato superiore a 150 milioni di euro.
- Come potrà operare l'AU tra Borsa Elettrica e contratti bilaterali non è ancora definito.
- L'attuale impianto normativo prevede che gli operatori possano ricorrere alternativamente al mercato elettrico organizzato (Borsa) o all'utilizzo di contratti bilaterali. Ciò deve valere sia per il mercato libero che per il mercato vincolato.
- Se al mercato vincolato fossero posti oneri differenti rispetto a quelli posti in capo al mercato libero per la stipula di contratti bilaterali ciò determinerebbe sussidi a vantaggio di quest'ultimo.
- L'AU potrebbe adottare anche la cosiddetta contrattualizzazione degli impianti perché potrebbe intervenire nei progetti di realizzazione di nuovi impianti al fine di rendere i progetti stessi più bancabili garantendo il ritiro dell'energia elettrica generata dai suddetti impianti ad un prezzo prefissato.

I vantaggi di utilizzare anche questa modalità operativa si ripercuotono sull'intero mercato pur fruendone direttamente i consumatori vincolati, infatti sono:

- **stabilizzazione del prezzo**
- maggiore certezza negli investimenti (nuovi impianti)
- **abbassamento delle quote di mercato degli incumbent** e conseguente entrata nel mercato di nuovi operatori.

Inoltre l'opportunità degli strumenti finanziari dei contratti per differenza è una risorsa preziosa perché la stipula di CfD da parte di AU consentirebbe di **mitigare i rischi connessi alla volatilità dei prezzi** spot e, al tempo stesso, di **mitigare il potere di mercato** dell'operatore dominante.

- I CfD, fissando il prezzo in un periodo medio lungo, tendono a neutralizzare il comportamento strategico dei produttori nel mercato spot eliminano l'interesse dell'operatore dominante all'aumento del prezzo sul medesimo mercato e alla riduzione della quantità offerta per motivi strategici.
- La stipula di CfD da parte di AU determinerebbe pertanto un miglioramento delle condizioni concorrenziali nella generazione elettrica a vantaggio sia del mercato libero che di quello vincolato.
- Tuttavia, in considerazione dell'elevato grado di concentrazione dell'offerta che caratterizza il mercato elettrico italiano, è comunque necessario un intervento regolatorio.
- Anche in regime di mercato completamente liberalizzato è necessaria la tutela dei consumatori, ecco perché è corretto affermare che nei compiti di AU rientra la protezione dei clienti finali (potenzialmente idonei) da politiche commerciali sfavorevoli/discriminatorie da parte dei fornitori.
- Lo Standard Offer Service Provider o default supplier è previsto in molti stati USA nei casi in cui i consumatori non scelgano di acquistare l'energia elettrica da un fornitore diverso dalla

- impresa distributrice locale in quanto non in grado, per vari motivi, di trovare offerte convenienti nel mercato libero.
- Tale servizio ha il fine di garantire un'offerta economica accettabile e facilmente reperibile, consentendo di tutelare i consumatori dalle forti oscillazioni di prezzo e da eventuali politiche commerciali sfavorevoli da parte delle imprese distributrici locali.
 - Gli utenti di minori dimensioni infatti risultano commercialmente più deboli e meno in grado di trarre beneficio dall'introduzione della concorrenza. Essi rappresentano una domanda che è anelastica nel breve periodo e hanno di conseguenza una bassissima propensione al cambiamento di fornitore.
 - In sistemi esteri già liberalizzati da tempo è stata rilevata una forte resistenza da parte dei clienti finali a cambiare fornitore; ciò chiaramente si traduce in un vantaggio competitivo per l'impresa distributrice locale.
 - „ In Inghilterra e Galles nonostante i nuovi entranti abbiano proposto prezzi inferiori mediamente del 13 – 15% rispetto a quelli del distributore locale (first tier), solo il 40% dei consumatori ha cambiato fornitore
 - „ In Svezia e Finlandia solo il 20% dei consumatori domestici ha cambiato fornitore dalla completa apertura del mercato
 - „ In Germania e Austria tale quota non ha superato il 5%
 - Infine, è necessario tenere presente che in un mercato liberalizzato il fallimento degli operatori di mercato (supplier) è un evento probabile.
 - Inoltre i supplier, a differenza dei distributori, non sono soggetti all'obbligo di fornitura: quindi di fronte al mancato pagamento o al mancato rispetto delle clausole contrattuali da parte del cliente possono decidere di interrompere la fornitura di energia elettrica
 - Di fronte a questi casi occorre prevedere un **servizio di ultima istanza per assicurare continuità ed evitare inattese interruzioni nell'erogazione di un servizio essenziale.**

14 Le iniziative di autopromozione dell'Acquirente Unico

14.1 Il convegno dell'A.U. del marzo 2003

L'A.U. ha organizzato un convegno internazionale di due giorni (6 e 7 marzo) sul tema “Dal Rapporto Mandil all'Acquirente Unico – Liberalizzazione e protezione dei consumatori”, per approfondire le tematiche relative alla prospettiva di lungo termine della istituzione Acquirente Unico.

Il convegno, attraverso l'analisi delle esperienze degli altri Paesi europei e degli Stati Uniti è stato un significativo momento di riflessione sul binomio liberalizzazione e protezione dei consumatori con la trattazione di specifiche e particolari tematiche. Quelle rilevanti per la nostra ricerca le elenchiamo di seguito indicando anche il nome del relatore.

D. Salant ha illustrato i vantaggi delle “default service auction” (le aste per fronteggiare le assenze del servizio) ponendo in risalto le analogie con il ruolo dell'A.U. e facendone discendere la necessità dell'azione dell'A.U. a vantaggio dei consumatori finali e della concorrenza nel settore della generazione e quindi anche a vantaggio dell'efficienza dell'intero sistema.

R.Silkman, ha spiegato le finalità e l'organizzazione del servizio di fornitura standard (SOS) negli USA per controbilanciare la promozione della concorrenza nell'attività di rivendita ai clienti finali e la garanzia di protezione dei consumatori mirata ad aumentare i benefici dei consumatori a seguito dell'introduzione della concorrenza.

A. Robinson ha illustrato, sulla base dell'esperienza del mercato dell'energia del Regno Unito, le

ragioni per le quali sono necessarie specifiche politiche di difesa dei diritti dei consumatori elettrici e del gas in un mercato competitivo.

J.M. Chevalier, ha illustrato la ristrutturazione del sistema elettrico francese evidenziando i cambiamenti della “catena del valore” derivanti dalle liberalizzazioni nei settori dell’energia correlandoli alla necessità di definizione puntuale del significato di servizio pubblico per poter calcolare ed attribuire i relativi costi.

F. Wolak, in una nota inviata al convegno, ha evidenziato la necessità di garantire la fornitura di energia elettrica a prezzi ragionevoli per il mercato dei consumatori che non cambiano il rivenditore (no switching), sostenendo la superiorità di operare con un metodo di mercato rispetto alla determinazione del prezzo per via amministrativa mediante la fissazione di una tariffa. L’autore ha sottolineato che la stabilità dei prezzi è conseguibile con metodo di mercato con la stipula di contratti (forward) di acquisto a consegna differita.

Nella relazione finale al Convegno il vice presidente dell’A.U., prof. Fabio Gobbo, ha riportato l’attenzione dei partecipanti sulla realtà italiana ricordando che la spinta originaria del processo di liberalizzazione risiede nell’Unione Europea il cui ultimo atto è:

Il Consiglio UE (25 novembre 2002) che ha evidenziato la necessità che l’apertura dei mercati dell’energia (per i clienti industriali entro l’1 luglio 2007) sia accompagnata da previsioni per la protezione del consumatore finale, in particolare dei clienti domestici e delle piccole imprese cui dovrà essere assicurata la fornitura di energia elettrica a prezzi ragionevoli.

Gobbo ha quindi evidenziato il contributo di P. Saraceno, relatrice a nome della REF nella giornata precedente:

- la liberalizzazione finora ha solo redistribuito le rendite senza realizzare vantaggi per i piccoli consumatori;
- un’ulteriore apertura della domanda determinerà un aumento dei prezzi nel mercato libero senza favorire la concorrenza;
- **A.U. è uno strumento di regolazione del prezzo dell’energia per il mercato vincolato** che, tra l’altro, favorirebbe lo sviluppo della concorrenza nella generazione;
- un **ruolo attivo della domanda e di A.U. può limitare l’esercizio di potere di mercato** (insieme all’azione del regolatore).

Ed ha illustrato altresì i seri **problemi connessi alle possibili alternative ad Acquirente Unico per la regolazione** del prezzo del mercato vincolato.

L’oratore ha ricordato che negli stati USA che hanno completato il processo di liberalizzazione è stata introdotta la funzione dello “Standard Offer Service (SOS)” che tramite il relativo “Provider o Default Supplier” (colui che provvede a non far mancare la fornitura) viene garantita ai consumatori finali la fornitura di energia elettrica a prezzi competitivi. Si può, in sintesi affermare che: la fornitura di un **servizio standard** ha il fine di garantire **un’offerta economica accettabile e facilmente reperibile**, consentendo di tutelare i consumatori dalle forti oscillazioni di prezzo e da eventuali politiche commerciali sfavorevoli da parte delle imprese distributrici locali.

L’oratore ha relazionato sull’incontro (tenutosi a Roma il 13-02-2003) con T. Welch, presidente della Public Utility Commission del Maine, da cui è emerso che in questo Stato l’individuazione del prezzo di fornitura del SOS è basato su metodi di mercato (Default service auction) in considerazione della:

- **difficoltà di sviluppare un retail competition** anche per i residential e i small commercial a causa sia dello scarso interesse dei consumatori che dello scarso interesse dei fornitori per i quali i costi di marketing eccedono gli eventuali profitti;
- necessità di assicurare anche ai clienti non switching la fornitura di energia elettrica a prezzi competitivi;
- caratteristica delle Default service auction è che rispetto alla individuazione di una tariffa per via amministrativa:
 - „ stimolano la concorrenza nella generazione
 - „ consentono anche ai piccoli consumatori di beneficiare degli effetti della concorrenza.

Gobbo, proseguendo richiama l'attenzione dei partecipanti sui punti che ritiene vitali per il mercato elettrico italiano, affermando testualmente:

- **non è sufficiente aprire il mercato sul lato della domanda** per ottenere benefici da un processo di liberalizzazione
- le esperienze estere testimoniano quanto è difficile sviluppare la concorrenza nella vendita per i clienti domestici e le piccole imprese
- è necessario **assicurare ai clienti finali un servizio di fornitura standard** che garantisca prezzi competitivi
- un **metodo di mercato** per l'individuazione dei prezzi da garantire ai consumatori è superiore alla determinazione amministrativa di una tariffa
- **infatti**, il metodo di mercato **stimola la concorrenza nella generazione** più della determinazione della tariffa.

Il vicepresidente dell'AU conclude il suo intervento sostenendo con forza le seguenti posizioni circa il ruolo attuale e futuro della società che dirige.

- **Acquirente Unico equivale ad uno Standard Offer Service** in cui i prezzi sono individuati attraverso **metodi di mercato**: A.U. mette in gara i fornitori al fine di spuntare il prezzo più basso, favorendo così lo sviluppo della concorrenza;
- A.U. attraverso la stipula di contratti di approvvigionamento di lungo periodo, potrà facilitare la **realizzazione di nuovi investimenti in impianti di generazione** assicurando un flusso di ricavi certo agli operatori;
- **cancellare A.U. e sostituirlo con una tariffa** come mezzo di protezione per i consumatori è **la strada sbagliata**:
 - „ la tariffa sarebbe imposta alle imprese distributrici integrate nella generazione e rimarrebbero irrisolti i problemi di integrazione verticale;
 - „ non si promuoverebbe la concorrenza nella generazione;
 - „ la regolazione sarebbe più complessa
- A.U. è la **giusta via di mezzo tra un sistema troppo regolato** (tariffa) che comprometterebbe lo sviluppo della concorrenza e **un sistema troppo poco regolato** (senza protezione) che lascerebbe i consumatori alla mercé di un mercato immaturo.

14.2 L'A.U. nel convegno della Fondazione Einaudi

L'Osservatorio sulla Politica Energetica della Fondazione, con il convegno organizzato a Roma il 15-16 aprile 2003, ha offerto a F. Gobbo l'opportunità di trattare il tema "La tutela dei piccoli consumatori in un sistema federale" partendo dalla denuncia delle esistenti distorsioni del mercato italiano evidenziate dalla presenza di sconti del 10% circa nei prezzi praticati ai grandi consumatori del mercato libero rispetto al prezzo all'ingrosso dell'energia. Gli stessi prezzi qualora praticati anche ai clienti del mercato vincolato consentirebbero loro una minore spesa totale di circa 1 miliardo di euro per il 2003, che equivale a circa 20 euro/anno per l'utente domestico medio (3.000 Kwh/anno) ed a circa 300 euro/anno per una piccola impresa (50.000 Kwh/anno).

È evidente che questi mancati sconti rappresentano dei sussidi forniti dal mercato vincolato ai grandi consumatori ed all'ex-monopolista, mediante le norme che regolano le importazioni, le aste per la vendita a prezzi scontati dell'energia prodotta dagli impianti finanziati dalla delibera CIP6 del 1992 e dal riconoscimento all'Enel degli investimenti non recuperabili (i cosiddetti stranded cost). Particolare importanza riveste quanto affermato dall'oratore circa gli effetti delle norme sulle importazioni.

"Gli utenti vincolati (piccole imprese e famiglie) non hanno potuto finora beneficiare dell'energia elettrica importata dall'estero.

La rendita dei contratti pluriennali (oltre 300 milioni di euro per il 2003) è sempre rimasta all'Enel e la restante capacità di importazione è stata assegnata esclusivamente al mercato libero.

Solo dal 2003 il mercato vincolato usufruisce, tramite Enel, di poche decine di MW di import sulla frontiera nord occidentale e sulla frontiera meridionale; quote che non consentono di dare attuazione alla norma sull'equa ripartizione della capacità di importazione. L'Acquirente Unico aveva invece richiesto che venissero assegnati al mercato vincolato almeno altri 800 MW sulla frontiera settentrionale e ciò avrebbe comportato risparmi per ulteriori 220 milioni di euro per i piccoli consumatori."

L'energia prodotta dagli impianti CIP6 viene acquistata dal GRTN ad un prezzo più alto di quello di mercato perché contiene un "incentivo" che viene pagato tramite tariffa da tutti i consumatori. È stato imposto al GRTN di vendere l'energia da impianti CIP6 mediante aste che partono da un prezzo considerevolmente più basso di quello d'acquisto potendo fruire (tramite tariffa) della copertura della differenza di prezzo a carico di tutti i consumatori.

Tale abnorme contraddittoria regolamentazione di mercato viene resa evidente nella sua illegittimità dalla mancata attribuzione dell'operatività all'A.U. come riferisce l'oratore.

Le aste CIP6 sono costate solo per il 2002 circa 500 milioni di euro pagati, in gran parte, dai piccoli clienti (mercato vincolato) a sussidio dei grandi clienti (mercato libero).

Una disposizione che doveva essere transitoria e costituiva un tentativo per accrescere il volume di contrattazioni sul mercato libero, è stata trasformata in definitiva in uno strumento per sussidiare i grandi consumatori.

Al riguardo il **Consiglio di Stato** ha sentenziato: "il decreto ministeriale del 21-11-2000 è illegittimo, nella parte in cui è stata introdotta la disciplina della cessione dei diritti e delle obbligazioni relativi all'acquisto di energia elettrica prodotta da altri operatori nazionali, da parte dell'ENEL S.p.a. al Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.a., senza prevedere contestualmente l'assunzione da parte dell'Acquirente Unico della funzione di garante della fornitura dei clienti vincolati.

In particolare, risultano illegittimi i commi 3 e 4 dell'articolo 4 dell'impugnato decreto, nella parte in cui la partecipazione dell'Acquirente Unico alle procedure concorsuali viene prevista dalla data di assunzione della funzione di garante della fornitura dei clienti vincolati senza che, nel contempo venga predisposto quanto necessario per l'immediata operatività dell'Acquirente Unico.

Il Ministero dovrà ottemperare alla presente decisione, esercitando le proprie competenze, assegnate dal legislatore per consentire l'assunzione da parte dell'Acquirente Unico della funzione di garante della fornitura dei clienti vincolati.

Come già detto, tali competenze, unitamente a quelle connesse, relative all'avvio della cosiddetta borsa elettrica, dovevano essere esercitate entro il 1-1-2001, mentre nulla è stato fatto in adempimento di un preciso obbligo previsto dal legislatore..."

Il vicepresidente dell'A.U. per delineare il futuro della società nel contesto federale ricorda che gli obiettivi di un processo di liberalizzazione consistono nell'offrire al consumatore un servizio migliore a prezzi inferiori; fra le finalità:

- costi erogazione del servizio (efficienza produttiva);
- minimizzare prezzi vendita del servizio (efficienza allocativa);
- nel rispetto di standard di qualità e di vincoli ambientali.

Il federalismo nel settore dell'energia elettrica può essere un'opportunità, ma anche un rischio.

La tutela dei consumatori, soprattutto quelli di piccole dimensioni in questo nuovo ambito richiede una particolare attenzione e può essere meglio perseguita con strumenti che operano a livello nazionale.

Acquirente Unico, che ai sensi del decreto 79/99 svolge funzione di fornitore standard, è la risposta adeguata alla necessità di tutela dei consumatori di piccole dimensioni. Vi sono utenti che, per dimensioni e capacità di gestione dei consumi, risultano commercialmente più deboli e non sarebbero dunque in grado di spuntare sul mercato i prezzi migliori.

Tali utenti, piccole imprese e famiglie, rappresentano una domanda che è inelastica nel breve periodo e sono quelli che presentano la minore propensione al cambiamento di fornitore.

È dunque necessario tutelare i consumatori che possono non trarre benefici dalla concorrenza come si fa nei Paesi dove il processo di liberalizzazione si è da tempo compiuto.

Lo Standard Offer Service (**SOS**) o **servizio di fornitura standard** è offerto ai consumatori minori che non scelgono di acquistare l'energia elettrica da un fornitore diverso dalla impresa distributrice locale.

Minimizzare i prezzi di vendita significa assicurare la rispondenza dei prezzi ai costi di produzione ed erogazione del servizio.

L'Autorità determina i prezzi di vendita per il servizio di trasporto; il mercato individua il prezzo all'ingrosso a copertura dei costi di produzione. Come garantire che i clienti di minori dimensioni ricevano offerte convenienti sul mercato all'ingrosso?

Gli strumenti, regolatori o di mercato, per la minimizzazione del prezzo destinato ai clienti "vincolati" sono più efficienti se applicati su scala nazionale: ad esempio, il prezzo delle offerte acquisite a livello nazionale è inferiore o uguale a quello ottenibile da un processo competitivo locale.

A.U. è il soggetto che a livello nazionale ha il compito di garantire, ai clienti che continuano ad approvvigionarsi dall'impresa distributrice di zona, la fornitura di energia elettrica alle migliori condizioni economiche.

Acquirente Unico è una soluzione di regolazione del prezzo per il mercato vincolato (ovvero una soluzione di regolazione del prezzo del servizio di fornitura standard)

- prezzo dell'energia all'ingrosso individuato con **criteri di mercato**;
- procedure trasparenti e non discriminatorie quale garanzia della promozione della concorrenza nella generazione.

Acquirente Unico, equivale ad uno Standard Offer Service i cui i prezzi sono individuati attraverso metodi di mercato.

Inoltre, A.U. con la stipula di contratti di approvvigionamento di lungo periodo, può facilitare nuovi investimenti in impianti di generazione, assicurando un flusso di ricavi certo agli operatori.

L'oratore prosegue richiamando l'attenzione su un aspetto particolare che è emblematico della volontà del legislatore la tariffa unica, ponendola nella seguente considerazione:

- tra gli strumenti posti a tutela del consumatore nel settore dell'energia elettrica il legislatore ha introdotto la tariffa unica;
- **per consentire la tariffa unica è necessario che la regolazione avvenga a livello centralizzato**;
- l'uniformità della tariffa sul territorio nazionale, insieme alla salvaguardia della redditività delle imprese distributrici, si garantisce attraverso un sistema di perequazione dei costi sostenuti dalle stesse imprese;
- **l'operare di un soggetto quale Acquirente Unico semplifica l'implementazione di un sistema di perequazione.**

Gobbo affronta l'attacco portato all'istituzione Acquirente Unico in sede parlamentare in occasione dell'esame del disegno di legge di riordino del sistema energetico italiano (disegno di legge Marzano) con chiarezza e nuove argomentazioni, partendo dal ricordare che:

la Commissione attività produttive, coerentemente con una politica di penalizzazioni e discriminazione nei confronti delle piccole imprese e delle famiglie, ha deciso di eliminare l'Acquirente Unico. Si ricorda che:

- Acquirente Unico costituisce una figura necessaria per la tutela dei consumatori che non comprano energia sul mercato libero;
- negli Usa la funzione di Acquirente Unico è chiamata servizio di fornitura standard ed è presente in tutti gli Stati con piena liberalizzazione.

L'individuazione del prezzo del servizio di fornitura standard attraverso la determinazione amministrativa del prezzo da parte del regolatore comporta diversi rischi ed inefficienze:

- difficoltà regolatorie nella individuazione del prezzo (quale criterio? Chi garantisce che il prezzo individuato amministrativamente rispecchi il costo di produzione o di acquisto? Come applicare la tariffa unica nazionale?).

Infatti, come ci ha insegnato la California, le:

- tariffe alte penalizzano i consumatori;
- tariffe basse penalizzano la concorrenza.

Il dibattito parlamentare, e la prevista legge costituzionale sul federalismo (la cosiddetta devolution) spingono Gobbo alle affermazioni conclusive.

L'unica cosa ragionevole da fare ora, volendo procedere alla cancellazione dell'Acquirente Unico, è risolvere il problema della integrazione verticale tra Enel Produzione ed Enel Distribuzione.

Occorre imporre la cessione di ulteriori quote di capacità di generazione da parte dell'Enel.

Occorre regionalizzare la distribuzione, come in Inghilterra e negli Stati Uniti, e promuovere strumenti di concorrenza comparativa tra i distributori (yardstick competition).

Occorre, comunque, implementare un sofisticato sistema di perequazioni.

15 La crisi elettrica del 2003 fa sentire l'assenza dell'Acquirente Unico

15.1 I mini distacchi del 12 giugno

Il sistema elettrico italiano, ancora in mezzo al guado della traversata verso il nuovo assetto, è stato investito dall'ondata di caldo mentre era in pieno vigore il dibattito sulla reale portata dell'allarme sul rischio di black-out ripetutamente lanciato dai vertici del GRTN, Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale. Tale allarme è stato rilanciato dal GRTN in occasione della difficoltà di coprire il picco di domanda manifestatosi nella mattinata del 12 giugno sebbene la potenza richiesta è risultata solo leggermente superiore (+ 0,4%) a quella della massima domanda estiva del 21 giugno 2002.

L'affermazione, attribuita al Ministro delle Attività Produttive Marzano, che l'eventualità di un black-out non era nella realtà delle cose trovava fondamento nella constatazione che le riduzioni di fornitura imposte ad alcune industrie con contratti di interrompibilità potevano attribuirsi ad una situazione contingente dello stato delle centrali. Infatti, tali riduzioni erano addebitabili al venir meno di una quota di produzione per avaria di alcuni gruppi e la riduzione della potenza di altri imposta dall'elevazione della temperatura dello specchio d'acqua che riceve lo scarico del circuito di raffreddamento della centrale.

L'impossibilità di produrre di alcuni impianti venne resa nota dal sindacato energia della CGIL con la seguente tabella contenuta in una lunga nota inviata alla stampa sei giorni dopo (il 18-6-03).

Capacità produttiva di centrali termoelettriche la mattina del giorno 12 giugno 2003

Motivazione dell'indisponibilità	Potenza non utilizzabile
1. Interventi di trasformazione tecnologica	3000 MW
2. Rispetto vincoli ambientali	3300 MW
3. Manutenzione prora mmata	2500 MW
4. Avarie varie	1800 MW
5. Riduzione produzione per alta temperatura allo scarico	900 MW
Totale indisponibilità	11.500 MW

Fonte: Rilevazione curata dai quadri sindacali delle imprese di produzione

Note:

- 1) I gruppi di Produzione fermi o a ridotta produzione fanno parte delle centrali di: Chivasso, Genova, Vado Ligure, Cassano, La Casella, Ostiglia, Sermide, Fusina, Marghera, Porto Tolle, Falconara, Livorno, Montalto, Torrevaldaliga Sud, Bari, Brindisi Nord, San Filippo del Mela, Termini Imerese, Fiume Santo, Sulcis.
- 2) Spetta a chi ha il dovere d'informazione completa dell'opinione pubblica fornire i dati puntuali, le motivazioni reali (se diverse da quelle note ai sindacalisti) e i criteri che hanno guidato chi ha autorizzato le fermate di cui ai punti 1, 2 e 3 nonché la dismissione di impianti per oltre 1000 MW, non riportata nella tabella.

È opportuno sottolineare che tali fenomeni erano presenti già nel 2002 (forse con minor ampiezza) per cui si rafforza l'esigenza dei consumatori di capire, conoscere quali interventi nell'anno trascorso avevano effettuato i vari responsabili (istituzionali e imprenditoriali) sui nodi principali del problema per fronteggiare un evento probabilisticamente prevedibile.

Una conferma delle carenze denunciate nel citato comunicato sindacale è rilevabile dai successivi eventi nonché dalle dichiarazioni del GRTN rese nei mesi successivi; pertanto si ritiene utile riportare di seguito le carenze o le problematiche (tuttora presenti) per la gestione affidabile del sistema elettrico così come evidenziate nella nota stampa del sindacato.

- 1) non risulta che il Ministero delle Attività Produttive abbia definito e reso noto il livello di rischio di continuità con cui deve essere gestito il sistema, ossia il valore al di sopra del quale si può affermare esistere l'emergenza black-out;
- 2) non sembra, leggendo il comunicato del GRTN, che la potenza delle forniture interrompibili, senza preavviso e con preavviso, sia acquisita stabilmente come quota della riserva (nonostante venga pagata come tale dai restanti utenti), e quindi il correlato utilizzo dei distacchi considerato come il naturale ricorso ad una scorta;
- 3) non è chiaro perché la fermata degli impianti per trasformazione tecnologica e per manutenzione non sia assoggettata alla preventiva autorizzazione del MAP o del GRTN in modo da contenere la fermata per migliaia di MW nei periodi in cui sono prevedibili picchi di domanda;
- 4) non si capisce perché il Governo non abbia trovato il tempo per disciplinare il ricorso estremo alla deroga ai vincoli ambientali nei soli giorni di picchi di domanda stagionale per evitare la riduzione della produzione;
- 5) non è noto se il ministero abbia emanato disposizioni ed indirizzi per la gestione delle emergenze quali:
 - piani di distacchi articolati a rotazione della utenza industriale senza contratti interrompibili;
 - piani di distacchi articolati a rotazione della restante utenza ad esclusione dei servizi essenziali;
 - obbligo dei distributori di preavviso agli utenti per fare ridurre la domanda;
 - trasferimento al GRTN delle decisioni riguardanti il programma produttivo di tutta la produzione idroelettrica ora, impropriamente, nella disponibilità dei produttori;
- 6) non è stata motivata la mancata emissione del decreto che dà operatività all'Acquirente Unico il cui ruolo risulta prezioso visto che dovrebbe (in base al Decreto Bersani) esercitare la "funzione di garante della fornitura dei clienti vincolati" non più esercitabile da Enel Spa dopo la vendita delle GENCO;
- 7) non è dato sapere perché si è preferito una sorta di "accordo di cartello" tra Enel, Endesa, Edipower, Tirreno Power quale surrogato dei contratti di fornitura anche di lungo termine (e con l'estero) che doveva stipulare l'Acquirente Unico per garantire la continuità di fornitura al mercato vincolato.

15.2 Le interruzioni della fornitura dell'estate 2003

Basandoci sulle comunicazioni ufficiali del GRTN (Comunicati Stampa, Rapporto Mensile di Esercizio, Comunicazione ai dipendenti dell'Amministratore Delegato del 2 luglio) ricostruiamo gli elementi essenziali degli eventi della crisi elettrica dell'estate 2003.

La potenza massima richiesta sulla rete elettrica nel mese di giugno 2003 è stata di 52.385 megawatt. Tale valore, raggiunto alle ore 11 del 25 giugno, è superiore del 2,8% di quello dello stesso mese dell'anno precedente e per la prima volta il valore della punta estiva è superiore a quello della punta dell'inverno precedente (sulle dinamiche di un decennio vedasi Tabella n.1).

Tabella n.1

Le dinamiche del sistema elettrico dal 1994 al 2004
Andamento della dinamica di variazione della domanda massima di potenza e del totale di energia elettrica consumata in ciascun anno rispetto all'anno precedente.

ANNO	DINAMICA PUNTA ESTIVA % P.E.	DINAMICA PUNTA INVERNALE % P.I.	DIFFERENZA DINAMICHE P.E. – P.I. %	DINAMICA ANNUA ENERGIA IN ITALIA %
1994	5,8 ⁽¹⁾	3,9 ⁽²⁾	2,1	3,3
1995	4,1	3,7	0,4	2,9
1996	-1,2	-1,0	-1,1	1,0
1997	2,7	6,3	-3,6	3,1
1998	6,7	2,0	4,7	2,8
1999	1,1	0,4	0,7	2,5
2000	5,3 ⁽³⁾	2,4 ⁽³⁾	3,9	4,5
2001	2,6	6,0 ⁽⁴⁾	-3,4	2,2
2002	5,9 ⁽⁵⁾	1,2	4,7	1,8
2003	4,1 ⁽⁶⁾	1,5	3,6	2,9
2004	0,8	0,4	0,4	0,4

Fonte: elaborazione su dati Enel (fino al 1999) e GRTN (dal 2000)

Note:

- (1) La punta di domanda dell'estate 1993 era di 33716 MW sulla rete Enel
- (2) La punta di domanda dell'inverno 1993 era di 36809 MW sulla rete Enel
- (3) Nel 2000 il valore assoluto delle punte è riferito alla rete Italia e la variazione (per il 2000) è ottenuta rendendo confrontabile il valore assoluto dell'anno precedente;
- (4) La domanda di punta raggiunge 51980 MW e induce il GRTN a rendere pubblica l'elevazione del rischio di non soddisfare tutta la domanda;
- (5) La domanda di punta estiva di 50974 MW si raggiunge nel mese di giugno invece che in luglio, come avvenuto negli ultimi anni;
- (6) L'incremento è riferito alla domanda di 53100 MW registrata il 17 luglio. Per la seconda volta nella storia del sistema elettrico (la prima è stata il 25 giugno 2003 con 52835 MW) la punta di domanda estiva supera quella verificatasi nell'inverno precedente (52590 MW il 12 dicembre 2002).

La domanda di punta del 17 luglio è stata soddisfatta senza ricorrere ai distacchi programmati pur essendo maggiore di 720 MW di quella del 25 giugno giorno antecedente quello dell'attivazione del PESSE, nonché maggiore di 100 MW di quella stimata per il 26 giugno 2003.

Partendo da tale scenario, caratterizzato anche da distacchi di utenza diffusa in Sardegna e da distacchi in tutto il paese delle utenze interrompibili in tempo reale, il GRTN doveva programmare l'esercizio per il giorno successivo tenendo conto dell'informazione già ricevuta dalla Francia, di una minore importazione di 500-800 MW ed anche dell'avviso, in tarda mattinata, di Enel-produzione del rischio di perdita di produzione fino a 1200 MW delle centrali di Piacenza in ragione dei vincoli produttivi connessi al basso livello del Po.

Nel tardo pomeriggio del 25 il GRTN, in presenza di un deficit di capacità produttiva non previsto nella programmazione settimanale, ha invitato le imprese distributrici ad utilizzare lo strumento dei distacchi programmati di utenza diffusa, raccomandando di darne la massima diffusione possibile alla cittadinanza. Il distacco avrebbe interessato un solo scaglione di quelli previsti dal piano di emergenza (cioè il primo livello) a partire dalle ore 9 del giovedì 26.

Nella tarda mattinata del giovedì il GRTN emette un comunicato in cui tra l'altro, afferma: "Alle ore 9,00 di questa mattina il Gestore della rete ha attivato le procedure di distacco della fornitura di energia elettrica per 1000 MW ai clienti interrompibili con preavviso, mentre i distributori hanno iniziato i primi distacchi alle utenze civili."

Dal testo emerge una scelta opposta a quella del giorno precedente per l'utilizzo delle forniture interrompibili, infatti il 26 si è optato per il non distacco delle utenze interrompibili senza preavviso considerandole risorsa di estrema riserva (come verrà reso noto nei giorni seguenti) per il timore di perdere capacità produttiva nel corso della giornata.

Mentre le polemiche divampano il GRTN, in un comunicato stampa di venerdì 27, tranquillizza i cittadini, escludendo la eventualità di distacchi per il fine settimana, e conferma la propria visione delle modalità di gestione dell'emergenza. Infatti, nel testo si afferma: "Il GRTN fornirà, nella giornata di domenica pomeriggio, seguendo le procedure esistenti, indicazioni alle autorità nazionali ed ai distributori di energia elettrica sulla criticità della situazione riguardante lunedì 30 giugno. Le aziende distributrici di energia elettrica comunicheranno alle autorità locali e ai cittadini interessati, sulla base dei piani di emergenza, dalle stesse predisposti e attuati, le zone e i turni degli eventuali distacchi".

Ancora in un comunicato della mattina del 9 luglio, il GRTN ribadisce la tempistica (preavviso alle 15 del pomeriggio per il 10 luglio) riaffermando che: "Gli obblighi di preavviso e di informativa a tutte le utenze interessate da una possibile disalimentazione sono di competenza delle aziende distributrici (ENEL, Acea Roma, ACEAGAS Trieste, AE Bolzano, AEM Milano, AEM Torino, AGSM Verona, ASM Brescia) ai sensi del punto 6 della citata delibera del CIPE", ossia della delibera del 6-11-79 istituita il Piano Emergenza Sicurezza Sistema Elettrico-PESSE.

Su qualche quotidiano del 27 e di parecchi nei giorni successivi, viene messo sotto tiro, da parte di "esperti" (pur con alcune grossolane imprecisioni), la regolamentazione della capacità di riserva e le forme del suo pagamento, puntando il dito contro l'ENEL perché avrebbe comunque dovuto garantirla almeno per l'utenza diffusa che fa parte ancora del cosiddetto mercato vincolato.

Prima con notizie alla stampa, poi con una dichiarazione dell'Amministratore Delegato Scaroni vengono rassicurati i cittadini con l'affermazione che tra qualche anno la generalizzazione dei contatori elettronici consentirà di ridurre automaticamente la fornitura a tutti gli utenti senza ricorrere ai distacchi a rotazione e che, comunque, l'Enel è pronta a riattivare alcune centrali a turbogas che erano state disattivate.

Infatti il consiglio d'amministrazione della società, nella riunione del 2 luglio, approva un investimento di 25 milioni di Euro per la riattivazione graduale in 12 mesi dei turbogas di: Campomarino (CB in 3 mesi) Maddaloni (CE in 5 mesi) Carpi (MO in 5 mesi) Camerata Picena (AN in 7 mesi) Laino (B in 9-11 mesi) Giugliano (NA in 12 mesi) per un totale di 1206 MW.

Gli eventi dal punto di vista dei consumatori furono vissuti come un benedetto (o maledetto) corto circuito informativo che sembrava scientemente attuato per giustificare il black-out che aveva interessato milioni di utenti impreparati.

Gli italiani colpiti dalle interruzioni di elettricità appresero una nuova nozione tecnica con la comunicazione del GRTN che precisava che tali interruzioni non potevano definirsi black-out territoriali diffusi perché erano l'attuazione dei distacchi programmati previsti da uno strumento della cui esistenza si ricordavano solo pochi addetti ai lavori: il PESSE- Piano Emergenza Sicurezza Sistema elettrico.

È perciò di grande rilevanza tener presente che lo stesso risale alla delibera CIPE del 6 novembre 1979 ossia ad un periodo in cui non c'era il mercato nella produzione di elettricità, non c'erano i vincoli della produzione da CIP6, non c'erano le forniture interrompibili senza preavviso, non c'era la Protezione Civile, non c'erano i vincoli ambientali puntuali, non c'era l'Autorità per l'Energia, non c'era l'obbligo di neutralità dell'attività di dispacciamento, non c'era una cultura dei diritti degli utenti del settore elettrico. L'Enel nel 1979 era il "deus ex machina" del sistema elettrico.

L'insieme delle cose nuove avvenute nei 25 anni trascorsi pretendeva e pretende tuttora la ridefinizione di procedure, regole operative, ruoli e responsabilità dei nuovi soggetti ed operatori del settore.

L'aggiornamento della sola componente tecnica del PESSE (verosimilmente realizzato su input del solo GRTN, che lo ha convalidato) è del tutto inefficace rispetto all'obiettivo strategico previsto dall'originario Piano di emergenza e cioè scongiurare l'attuazione forzata e senza congruo preavviso dell'interruzione dell'elettricità mediante un pacchetto d'iniziative sintetizzabili in quattro punti:

- a) messa in produzione di tutti i generatori di elettricità, compreso quelli in possesso dell'utenza diffusa;
- b) ridurre o spostare la domanda elettrica in ore o giorni diversi da quello del proprio turno di rischio;
- c) minimizzare gli effetti negativi nella fase di attuazione dei distacchi;
- d) fornire le norme di riferimento per la previsione del risarcimento dei danni per gli utenti nonché per la corresponsione agli stessi delle penalità per il mancato o ritardato preavviso e la non fornitura di elettricità.

15.3 La gestione delle emergenze

I distacchi attuati a macchia di leopardo in vaste aree del paese, in applicazione del primo livello di rischio del PESSE, furono decisi e comunicati dal GRTN solo nella serata precedente (quel 26 giugno 2003) mediante i grandi mezzi di comunicazione senza, ovviamente, poter indicare quali aree di ciascuna provincia o città sarebbero state private della fornitura di elettricità il giorno successivo.

Ecco perché l'evento approdò sulle prime pagine dei quotidiani con titoli che nella sostanza esprimevano tutti lo stesso concetto: "L'Italia è stata colpita da una seria di black-out territoriali che hanno interessato tutto il paese", supportandolo con interventi di esperti attivati anche dalle dichiarazioni, a volte omissive e talvolta contraddittorie, delle diverse aziende elettriche, del GRTN, della Protezione civile, del Ministero delle Attività Produttive (MAP), ecc.. L'ampio ed articolato dibattito evidenziò anche la necessità di individuare precise responsabilità e ruoli istituzionali in modo da predefinire, con attenta e meditata pianificazione, la gestione, sin dalla fase premonitrice, delle crisi di continuità del sistema elettrico, impiegando le evolute metodiche e tecnologie che le rendono probabilisticamente prevedibili.

Le problematiche che, dal punto di vista dei piccoli consumatori, non hanno ancora trovato un'adeguata e soddisfacente soluzione, nonostante la complessa evoluzione normativa che disciplina il funzionamento del sistema elettrico in regime di mercato, sono così sintetizzabili:

- 1) non è chiaro chi è il soggetto deputato (GRTN ? Acquirente Unico ? Direzione energia del Ministero Attività Produttive ?), alla previsione triennale della disponibilità di capacità produttiva e della dinamica dei picchi di domanda, del sistema, che deve segnalare al decisore istituzionale l'elevazione del rischio (il cui livello è predefinito una volta per tutte dal Ministero delle Attività Produttive) di non soddisfare l'intera domanda ed il periodo o i periodi dell'anno in cui tale evento è probabilisticamente prevedibile che si verifichi.
- 2) non è noto quale decisore istituzionale si attiva per adottare tutti gli interventi utili a produrre l'aumento della disponibilità della capacità produttiva nei periodi dell'anno in cui è prevista la scarsità
- 3) non è noto il Ministro competente che, avuta notizia dal GRTN del permanere del rischio per

l'assenza di interventi o per l'insuccesso totale o parziale delle misure decise al punto 2, adotta o promuove l'adozione in tempo utile della prima fase del Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE), fase che comporta la messa in atto di tutte le azioni necessarie affinché ogni abitazione, ogni fabbrica, ogni artigiano, ecc. sappia il giorno della settimana e la fascia oraria in cui probabilmente potrà essere interrotta la fornitura di elettricità nei mesi in cui è prevista la penuria di capacità produttiva. Ciò presuppone che il PESSE sia di già stato definito in tutti gli aspetti come richiamato nella presente nota.

- 4) non è noto il tipo di coordinamento instaurato tra i soggetti (Ministero degli Interni, Protezione Civile, Vigili del fuoco, Prefetture, Amministrazioni Comunali) che hanno competenza per le problematiche e le attività in cui l'elettricità ha le caratteristiche di uso obbligato (per l'impossibilità di sostituirla con altre forme di energia) affiancheranno le imprese di distribuzione della elettricità al fine di attivare tutte le misure possibili per ridurre i disagi degli utenti durante i distacchi, nonché per porre in essere le iniziative di comunicazione e responsabilizzazione di comportamenti degli utilizzatori di elettricità, compreso la predisposizione per l'utilizzo delle mini produzioni di soccorso di cui dispongono molti utenti.
- 5) non è noto se sia stato definito il livello di rischio con cui deve essere gestita la sicurezza di continuità della fornitura ed il numero di giorni di anticipo con cui il GRTN all'approssimarsi del giorno di crisi dà il preallarme a tutti i soggetti interessati.
- 6) non è possibile, quindi accertare se il numero di giorni di anticipo è coerente con le indicazioni, allora manifestatisi, di tener conto:
 - a) dei tempi necessari per l'adozione di eventuali provvedimenti aventi forza di legge onde recuperare capacità produttiva o imporre la riduzione forzosa della domanda con il rinvio di eventi con assorbimenti particolari;
 - b) dei tempi necessari per rendere operative le strutture istituzionali preposte alla gestione delle emergenze onde ridurre i disagi e soddisfare le esigenze di sicurezza e tutela della salute dei cittadini;
 - c) dei tempi necessari sia a far rientrare in esercizio, procrastinandone, per quanto possibile, le manutenzioni, impianti di produzione di elettricità fermi ed i tronchi della rete di trasmissione e distribuzione indisponibili, al fine di predisporre il miglior schema elettrico possibile di funzionamento della rete.
- 7) non è chiaro se nel formulare la richiesta di attivazione del PESSE, il GRTN attenendosi a quanto previsto dalle norme dovrà assumere come valore della domanda elettrica totale non garantibile quella risultante dalla previsione probabilistica al netto di:
 - tutta la potenza dei contratti interrompibili senza preavviso;
 - oppure tutta la potenza dei contratti interrompibili con preavviso;
 - oppure altre condizioni predefinite.

15.4 A proposito dell'obbligo a produrre

Nell'ambito della complessa ed ampia problematica attivata dall'evento "applicazione del PESSE", di particolare rilievo appaiono gli interrogativi che legano le attribuzioni dell'Acquirente Unico con l'esistenza, o la possibilità d'introdurre, l'obbligo a produrre per alcune tipologie di centrali elettriche.

Un modesto contributo alla riflessione, che si ritiene opportuno riproporre, viene offerto dalle seguenti puntualizzazioni che iniziano con il richiamare che l'Acquirente Unico, istituito dal Decreto legislativo del 16 marzo 1999 n. 79, è titolare dell'obbligo di fornitura verso i clienti vincolati. Infatti, al comma 2 dell'articolo 4 si stabilisce che il Ministero dell'Industria, (ora Ministero per le Attività Produttive), adotti gli indirizzi ai quali l'A.U. si attiene ai fini di salvaguardare la sicurezza e l'economicità degli approvvigionamenti per i clienti vincolati.

Inoltre, l'A.U. elabora, entro il 30 giugno di ogni anno, la previsione della domanda da soddisfare nel triennio successivo, comprensivo della riserva a garanzia della fornitura, dandone comunicazione al Gestore e al Ministero dell'Industria (comma 4, art. 4).

Infine, al comma 8 dello stesso articolo è stabilito che in attesa del provvedimento del Ministero dell'Industria che stabilisce la data dell'assunzione da parte dell'A.U. della funzione di garante della fornitura dei clienti vincolati, l'Enel Spa assicuri la fornitura ai distributori sulla base di modalità e contratti vigenti.

Da quanto detto non si deduce un esplicito obbligo a produrre per i produttori elettrici.

Tale obbligo non è del resto riscontrabile neanche nella direttiva del Ministero dell'Industria del 3 maggio 2001 sugli indirizzi alla Società Acquirente Unico, al cui articolo 5 si stabilisce che dalla data di assunzione da parte dell'A.U. della funzione di garante della fornitura dei clienti vincolati, fino all'avvio della borsa elettrica, esso eserciti l'attività di acquisto e vendita di energia elettrica sulla base di provvedimenti dell'Autorità per l'Energia.

Tali provvedimenti dell'Autorità per l'Energia, qualora siano stati emanati, potrebbero non avere forza di legge per imporre l'obbligo a produrre.

D'altro canto i contratti stipulati da Enel Distribuzione con i produttori avrebbero dovuto prevedere l'obbligo a produrre per dare attuazione all'indirizzo del decreto Bersani circa la continuità della gestione Enel con i contratti preesistenti.

La questione obbligo a produrre è di particolare rilevanza nel settore idroelettrico poiché il D.lgs 79/99, al comma 2 dell'art. 5, precisa che "l'ordine di entrata in funzione delle unità di produzione di energia elettrica.....è determinato, salvo quanto previsto dall'art. 11, secondo il dispacciamento di ordine economico".

La priorità di dispacciamento della fonte idroelettrica può essere attribuita alla tutela di interessi economici del paese visto come è sottolineata al comma 4 dell'art. 11 quando sancisce che il "gestore della rete di trasmissione nazionale assicura la precedenza alla energia prodotta da impianti che utilizzano, nell'ordine, fonti energetiche rinnovabili, sistemi di cogenerazione, sulla base di specifici criteri definiti dall'Autorità per l'Energia...."

Peraltro, è da evidenziare che la fonte idroelettrica costituisce l'impiego di una risorsa pubblica da parte di imprenditori privati mediante l'utilizzo di sovvenzioni dello stato erogate con la finalità dell'interesse generale, pertanto i programmi produttivi non dovrebbero essere nella disponibilità autonoma delle imprese ma devono essere governati dal GRTN. Un riscontro di tale tesi può ritrovarsi nella missione generale attribuita al GRTN al comma 2, art. 3 del D.lgs. 79/99 è da porre in essere anche sulla base di quanto previsto al comma 4, art. 11 ed al comma 12, art. 3 del D.lgs.

Con quest'ultima disposizione vengono trasferite al GRTN le prerogative e le responsabilità per la disciplina della produzione elettrica in impianti che godono degli incentivi di cui al provvedimento Cip n. 6/1992. L'utilizzazione produttiva di tali impianti risulta disciplinata dalla Convenzione tipo (G.U. n. 235 del 6.10.1992) che assoggetta i programmi produttivi degli impianti alle esigenze del sistema così come individuate dal titolare, cioè l'Enel nel 1992 ed ora il GRTN, tenendo conto dell'introduzione del mercato e della costituzione di più operatori aventi ognuno la disponibilità di impianti convenzionali e di impianti di cui al Cip 6.

Tale condizione può determinare che l'ottimizzazione della resa economica del parco produzione di ciascuna impresa avvenga sottoutilizzando la produzione da fonti rinnovabili, in particolare idroelettrica. Si richiama l'attenzione sul fatto che nel 1997 risultavano tra gli impianti Cip 6 anche impianti Enel idroelettrici con potenza superiore a 3 Mw, per 1677 Mw e idroelettrici da pompaggio per 1500 Mw, oltre ad impianti geotermici per 698 Mw.

Da ciò si potrebbe dedurre che per gli impianti che fruiscono di finanziamenti pubblici la programmazione dell'esercizio e manutenzione (per la tempistica delle fermate) delle centrali è sottratta alla libertà di iniziativa dei produttori ed è posta in capo al GRTN.

In particolare occorre ricordare che per gli impianti che impiegano fonti assimilate alle rinnovabili si prevede che, oltre all'accordo per le manutenzioni, l'Enel assume l'impegno di non richiedere più di 25 fermate all'anno, e che le parti concordano il valore (espresso in ore annue) della durata massima

delle indisponibilità dovuta a manutenzioni programmate e a cause accidentali. Il mancato rispetto di tale clausola è sanzionato con l'obbligo del produttore di rifondere l'Enel del maggior costo del combustibile sostenuto per ogni KWh, eccedente tale limite, non consegnato in ore piene.

In sintesi, si può affermare che i programmi produttivi degli impianti di cui al CIP 6/92 devono essere coerenti con l'ottimizzazione della gestione del sistema elettrico realizzata a garanzia degli interessi generali del paese.

15.5 La problematica della riserva operativa

Le dinamiche degli eventi che hanno investito il sistema elettrico nell'estate 2003 (fino al black-out di domenica 28 settembre) pongono la necessità di esaminare da vicino la questione della riserva di potenza necessaria per garantire la sicurezza e la continuità di fornitura dell'elettricità almeno ai consumatori del mercato vincolato in attuazione del D. Lgs. 79/99.

La garanzia del soddisfacimento della domanda totale della fornitura di elettricità in ogni istante richiederebbe, come è noto, un parco di produzione di riferimento dimensionato in misura anche superiore al 50% della potenza massima richiesta sulla rete oggetto della garanzia, in funzione del tipo di territorio servito e di interconnessione con sistemi vicini.

L'ovvio rifiuto di tale scelta teorica, operato anche nei sistemi monopolistici, pretende la definizione delle condizioni di esercizio in cui non viene garantito il soddisfacimento totale della domanda e la durata massima di tali eventi. In forma indiretta ed in maniera sintetica si può affermare che viene stabilito il livello di rischio accettabile (in base a valutazioni che tengono conto della struttura e delle tipologie di utilizzazione dell'elettricità e del valore del costo imposto al sistema, valore che cresce in modo più che proporzionale con la riduzione del livello) per la gestione in sicurezza del sistema. Tale livello, che può essere espresso in minuti annui massimi di non soddisfacimento totale della domanda, non risulta sia stato definito esplicitamente dopo l'emanazione del D.Lgs 79/99 né risulta formalmente confermato quello preesistente nella gestione monopolistica dell'Enel.

È ragionevole ipotizzare che il GRTN abbia ritenuto di far discendere il proprio operato dalla conferma implicita (in assenza di un atto formale di modifica) del preesistente livello di rischio di continuità di gestione del sistema.

Se tale ipotesi non è stata supportata (come a noi risulta) dall'insieme delle delibere dell'Autorità e dalle scelte imprenditoriali dei produttori e distributori è venuta a mancare al sistema elettrico la definizione di un elemento significativo per la gestione in sicurezza.

In tale condizione, cioè in regime di libertà di produrre (perciò anche di non farlo se economicamente non è conveniente), si verifica anche l'assenza della relativa disciplina del comportamento degli operatori con la connessa impossibilità legale di sanzionare i comportamenti imprenditoriali e/o del GRTN che non consentono di rispettare il livello di rischio e quindi determinano l'attivazione di un piano di distacchi come misura ultima anti black-out.

Qualora l'ipotizzata scelta del GRTN sia realmente avvenuta ritenendola tacitamente accettata dalle imprese elettriche sorge l'esigenza di verificare quali problemi pone la pratica attuazione del rispetto del livello di rischio per quanto riguarda la riserva di potenza operativa.

Risulta opportuno, per la miglior comprensione della disamina qui esposta, partire da un tipico modo di procedere nel governo di un sistema elettrico integrato.

A tal fine assumiamo come valore della riserva operativa la capacità di produzione necessaria per compensare:

- a) i gruppi di produzione che potrebbero diventare indisponibili per avaria nel periodo di tempo "X" che intercorre tra il momento in cui viene effettuata la programmazione ed il giorno "N" oggetto del governo del sistema;
- b) lo scarto tra la domanda attesa, in quanto probabilisticamente definita, per il giorno "N" e la domanda reale di elettricità che si verificherà, anche per il venir meno di quote di autoproduzione per la scarsità di offerta nel mercato del metano;

- c) i gruppi di produzione che potrebbero andare in avaria il giorno “N”, avendo a riferimento la domanda nelle ore di punta ed in quelle immediatamente precedenti;
- d) il venir meno in tutto od in parte dell’importazione strutturale, assimilabile a gruppi di produzione virtuali allocati alla frontiera elettrica del paese.

Il calcolo probabilistico della potenza necessaria a soddisfare l’esigenza di cui in “a” risulta naturalmente influenzato dal mix impiantistico e dal tasso di vetustà degli impianti del parco di produzione ed in particolare dalla quantità di impianti tecnologicamente nuovi e quindi privi di una specifica “storia” sulle avarie causate dalla frequenza dei riavviamenti e dalle sollecitazioni derivanti da lunghi periodi di generazione al limite della capacità massima.

Da ciò traggono origine le due affermazioni estremizzate:

- 1) quella dei proprietari degli impianti nuovi che affermano di dover considerare praticamente nulla la probabilità di avaria;
- 2) quelle di gestori di rete prudenti che assumono una probabilità del verificarsi delle avarie molto prossima a quella di impianti nuovi di tecnologia convenzionale. D’altronde occorre considerare che il numero di ore (o giorni) “X” di anticipo è, dal punto di vista tecnico, scandito dal tempo necessario per far riattivare impianti convenzionali fermi per motivi economici o di altro genere e pertanto bisognevoli, a volte, anche di un adeguato rifornimento di combustibile o del rimontaggio di componenti dell’impianto sottoposti a verifica od a piccoli interventi di manutenzione.

Sul fronte opposto occorre considerare che la quantità di potenza di cui al punto “b)” risente, ovviamente, del marketing dei venditori finalizzato all’incremento della dinamica di crescita della domanda rendendo quindi sempre meno attendibile il riferimento al valore medio dello scarto manifestatosi nella preesistente programmazione con “X” giorni di anticipo. Il fenomeno tende quindi a determinare un incremento della quantità di potenza di riserva operativa e contemporaneamente l’elevazione della probabilità della sua sottoutilizzazione nel giorno “N”.

Mentre la determinazione della quantità di potenza necessaria a sostituire i gruppi eventualmente in avaria previsti, al punto “c)”, risente, oltre di quanto detto per la potenza di cui in “a)”, anche della riduzione delle ore di fermata per la manutenzione predittiva a favore di quella su guasto.

Infine, la determinazione della frequenza con cui può manifestarsi l’evento di cui al punto d) e la quantità di potenza necessaria a fronteggiarlo dipendono dalle clausole dei contratti d’importazione e dalle norme internazionali per la gestione delle interconnessioni.

Dall’insieme di dette considerazioni emerge che la determinazione sia del numero di ore “X” di anticipo e sia della quantità di riserva operativa da assicurare per il giorno “N” è condizionata dal contrasto tra l’interesse collettivo, rappresentato dalla missione del gestore della rete, e quello degli importatori e dei proprietari degli impianti di produzione.

È presente, non solo nell’ambito italiano, una posizione di scuola garantista del servizio pubblico che individua come ottimale la contrattazione della riserva operativa con cadenza annuale e con preavviso di utilizzo sulla base di una programmazione effettuata con anticipo, rispetto al giorno “N”, di non meno di 7 giorni e l’eventuale aggiustamento effettuato la sera del giorno precedente.

Tale anticipo dovrebbe essere definito in modo da consentire sia di approntare per la marcia impianti che normalmente non “producono per la rete”, sia di negare il benessere per nuove fermate di gruppi per manutenzione e/o promuovere la sospensione di manutenzioni già autorizzate.

Ritornando al caso concreto della gestione del sistema elettrico italiano, possiamo osservare che non risulta esista una disciplina che vincoli i comportamenti del GRTN e delle imprese di produzione relativamente alla problematica della riserva operativa che emerge da quanto sopra sinteticamente esposto. Peraltro le libertà imprenditoriali esistenti sono anche prive della pressione derivante dall’obbligo d’indennizzare i consumatori colpiti dalle interruzioni di fornitura, indipendentemente dal risarcimento dello eventuale specifico danno subito.

L’insieme delle considerazioni svolte rende anche evidente la necessità di una programmazione

tecnica da effettuare con l'anticipo necessario per consentire (con i tempi di reattività delle organizzazioni interessate) l'adozione e l'attuazione di tutti gli interventi necessari a fronteggiare gli eventi negativi o comunque indesiderati che potrebbero manifestarsi per le strutture che assicurano altri servizi pubblici di primaria importanza. Da non sottovalutare che nella gestione potrebbe permanere il conflitto tra le esigenze da un lato delle grandi industrie, in particolare di quelle con contratti di fornitura interrompibili con o senza preavviso, e dall'altro lato l'obbligo di assicurare la continuità di fornitura all'utenza civile per la tutela dei diritti della persona costituzionalmente garantiti.

16 Nasce la borsa elettrica

Il mercato elettrico pluralista concorrenziale nasce in Italia per effetto del decreto legislativo 16 marzo 1999 n. 79 (d.lgs. n. 79/99) predisposto dal Ministro Bersani nell'ambito del processo di recepimento della direttiva comunitaria sulla creazione di un mercato unico dell'energia (96/92/CE). Come in altre esperienze internazionali, la creazione di tale mercato ha la finalità di soddisfare tre esigenze:

- promuovere la concorrenza nelle attività potenzialmente competitive della produzione e vendita all'ingrosso, mediante l'istituzione di una "piazza del mercato" (il cosiddetto Mercato Elettrico);
- favorire la massima trasparenza ed efficienza nella gestione delle attività naturalmente monopolistiche del dispacciamento, attraverso la creazione di mercati per l'acquisto dei servizi di dispacciamento;
- evitare che l'utilizzo della rete nazionale di trasmissione ed il peso dei suoi vincoli alteri la competizione tra produttori, mediante l'affidamento all'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG) del compito di definire le norme e i criteri di formazione dei prezzi nel mercato e di uso della rete.

Si è ritenuto utile delineare il contesto in cui inizia l'operatività l'Acquirente Unico, ossia l'avvio del mercato elettrico mediante una sintesi esplicativa dei documenti:

- il Mercato Elettrico del GME – 9.2.2004
- le nuove Regole per il Dispacciamento del GRTN – 29.1.2004.

Vengono proposti alcuni cenni del funzionamento fisico del sistema elettrico e una descrizione semplificata delle regole proposte dal Gestore del Mercato Elettrico - GME - per il funzionamento del mercato evidenziando le ragioni poste alla loro base e l'interrelazione con le fasi industriali della produzione, riscontrabili dalle nuove regole per il dispacciamento redatte dal GRTN – Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale.

16.1 Funzionamento e organizzazione di un sistema elettrico

Il sistema elettrico è un sistema a rete, in cui l'energia prelevata dai consumatori finali è complessivamente prodotta e immessa in rete dagli impianti di generazione disseminati sul territorio: la rete funziona quindi come un sistema di vasi comunicanti, nel quale tutta l'energia viene immessa e dal quale tutta l'energia viene prelevata, senza che sia possibile stabilire da quale impianto provenga l'energia assorbita da un determinato consumatore.

16.1.1 Vincoli tecnici di funzionamento dei sistemi elettrici

Il funzionamento regolare di qualsivoglia sistema elettrico è soggetto alle leggi della fisica sintetizzabili nei seguenti vincoli tecnici.

Il regolare funzionamento del sistema elettrico richiede:

- il bilanciamento istantaneo e continuo tra le quantità di energia immessa in rete e quelle prelevate dalla rete (ossia la somma della domanda degli utilizzatori e delle perdite di trasporto e distribuzione) in ciascuna delle aree territoriali;
- che i valori della frequenza e della tensione dell'elettricità in tutti i nodi della rete devono essere mantenuti all'interno di un intervallo ristrettissimo, per tutelare la sicurezza degli impianti di produzione e di utilizzazione;
- che la quantità dei flussi di energia su ogni singolo tronco di rete non superi il limite massimo di transito ammissibile sull'elettrodotto.

Deviazioni anche minime dei comportamenti di uno qualsiasi dei fattori sopra indicati, per più di qualche secondo, possono condurre rapidamente a stati di crisi del sistema.

Il rispetto di tali vincoli è reso ulteriormente complesso dalle modalità e dalle caratteristiche delle tecnologie con cui l'energia elettrica viene prodotta, trasportata e consumata. In particolare tali difficoltà hanno origine fondamentalmente da tre fattori:

- variabilità della domanda:** la richiesta di potenza sulla rete è caratterizzata da una notevole variabilità sia nel breve periodo (orario e giornaliero) e sia nel medio periodo (settimanale e stagionale);
- impossibilità di stoccaggi e presenza di vincoli dinamici anche per l'adeguamento in tempo reale dell'offerta:** l'energia elettrica non può essere immagazzinata, se non indirettamente, come nel caso della tipologia di impianti idroelettrici "a bacino" mediante la quantità d'acqua contenuta nei bacini stessi; inoltre gli impianti elettrici per poter funzionare devono superare i limiti minimi (e non superare i massimi) della potenza erogabile nonché devono rispettare i tempi minimi necessari per l'accensione e la variazione della potenza erogata;
- automatismo funzionale della rete:** una volta immessa in rete, l'energia impegna tutti gli elettrodotti disponibili come in un sistema di vasi comunicanti, ripartendosi secondo complesse leggi fisiche determinate dall'equilibrio di immissioni e prelievi di elettricità nelle maglie della rete; ciò rende non preordinabile il percorso dell'energia per cui ogni squilibrio locale, non tempestivamente compensato, si propaga su tutta la rete attraverso variazioni di tensione e frequenza.

16.1.2 Gestione del sistema elettrico

L'elevato grado di complessità e coordinamento necessari a garantire il funzionamento del sistema impongono l'individuazione di un coordinatore centrale dotato di un potere di controllo su tutti gli impianti di produzione facenti parte del sistema. Tale soggetto, noto come "dispacciatore", rappresenta il fulcro del sistema elettrico: è lui a garantire che la produzione eguagli sempre il consumo e che la frequenza e la tensione non si discostino dai valori ottimali, nel rispetto dei limiti di transito sulle reti e dei vincoli di funzionamento degli impianti di generazione. Pertanto, quando un sistema elettrico è gestito in modalità fortemente integrata, o in regime di monopolio, il dispacciatore svolge le seguenti due attività fondamentali:

- 1) **Definizione di programmi di immissione e prelievo** (c.d. unit commitment & scheduling): il dispacciatore predispone con debito anticipo i programmi (rilevanti quelli della settimana prima e del giorno prima) di produzione di ciascuna unità (o gruppo) al fine di soddisfare al minimo costo il fabbisogno previsto (comprese le perdite). I programmi pomeridiani giornalieri definiscono, per ogni ora del giorno successivo, la quantità di energia da immettere in rete. Tali programmi, oltre a rispettare i limiti operativi delle singole unità di produzione ed i limiti di trasporto previsti (tenendo conto delle linee fuori servizio per manutenzioni e lavori) sulla rete elettrica, devono fondarsi sulla possibilità del funzionamento della rete anche con una linea mancante e prevedere la disponibilità di un adeguato margine di riserva di produzione mediante il quale fare fronte, nel giorno successivo, a qualsiasi evento imprevisto che determini aumenti della domanda e/o avarie di unità di produzione o tronchi di linee di trasporto.

- 2) **Bilanciamento del sistema in tempo reale** (c.d. balancing): il necessario equilibrio tra immissioni e prelievi in ogni istante ed in ogni nodo della rete è garantito dai sistemi di regolazione e controllo automatici delle unità di produzione, che aumentano o riducono l'immissione di elettricità in rete (c.d. riserva rotante o primaria e secondaria) in modo da compensare ogni squilibrio sulla rete stessa. Il dispacciatore interviene attivamente - inviando alle unità di riserva terziaria gli ordini di accensione (per la riserva statica), aumento o riduzione della potenza erogata - solo al fine di reintegrare i margini operativi di riserva assicurati dai sistemi di regolazione automatici quando sono inferiori agli standard di sicurezza.

16.2 Finalità e funzionamento del Mercato Elettrico

Il nuovo assetto del settore elettrico determinato dal d.lgs. n. 79/99 - incentrato, come meglio si vedrà nel prosieguo, sulle figure del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) e del Gestore del Mercato Elettrico (GME) - determina una modifica delle modalità con cui tali attività venivano svolte, senza però modificarne la sostanza.

Il Mercato Elettrico scelto per il nuovo assetto del settore presentava la seguente articolazione funzionale scaturita dagli elementi caratteristici delle disposizioni contenute nel D.Lgs. 79/99.

- 1) **Mercato dell'energia.** La programmazione delle unità di produzione per il giorno successivo continua a svolgersi ma è affidata al GME, che a tal fine raccoglie dai produttori offerte di vendita sui mercati dell'energia per ogni punto di offerta e per ogni ora. Il fabbisogno di energia previsto per ogni ora del giorno successivo non è stimato quindi dal GRTN, ma è espresso attraverso offerte orarie di acquisto sul Mercato Elettrico presentate direttamente dai consumatori o dai loro fornitori, dai grossisti e dall'Acquirente Unico-AU per gli utenti vincolati. In tale contesto i programmi orari di produzione e consumo sono determinati selezionando le offerte in ordine di merito economico (cioè in ordine di prezzo di vendita crescente e in ordine di prezzo di acquisto decrescente), in maniera da garantire sia il soddisfacimento al minimo costo della domanda espressa dai consumatori, sia il rispetto dei vincoli di trasporto sulla rete stabiliti dal GRTN. A differenza di altri mercati europei dell'energia, il mercato del GME non è quindi un mercato puramente finanziario finalizzato solo alla determinazione di prezzi e quantità, ma è un vero e proprio mercato fisico completo "che attiva" il funzionamento del sistema elettrico in quanto con esso si definiscono programmi fisici di immissione e prelievo di energia elettrica.
- 2) **Contratti bilaterali.** Produttori e clienti idonei possono vendere ed acquistare energia elettrica (non solo attraverso il mercato organizzato dal GME) anche stipulando contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte al pubblico indistinto (c.d. contratti bilaterali). In questo ultimo caso le forniture - ovvero i programmi di immissione e prelievo - nonché il prezzo di valorizzazione dell'energia sono liberamente determinati direttamente dalle parti. Tuttavia, anche i contratti bilaterali sono soggetti alla verifica di compatibilità con i vincoli di trasporto inserendoli nei volumi contrattati nel mercato. A tal fine i contratti bilaterali sono notificati al GRTN che comunica al GME i programmi di immissione ed i programmi di prelievo relativi (ai contratti bilaterali) sotto forma di offerte di vendita e di acquisto aventi massima priorità di prezzo, cioè rispettivamente aventi prezzo zero e senza indicazione di prezzo.
- 3) **Mercato del servizio di dispacciamento.** La disponibilità di un'idonea quantità di riserva è garantita dal GRTN attraverso la selezione di offerte di variazione dei programmi presentate dagli operatori sul mercato del servizio di dispacciamento, organizzato dal GME, che svolge le attività di raccolta delle offerte e la comunicazione degli esiti e gestito dal GRTN per quanto concerne l'accettazione delle offerte. Tale riserva è eventualmente utilizzata dal GRTN in tempo reale in funzione di bilanciamento.
- 4) **Disciplina degli sbilanciamenti.** La disciplina degli sbilanciamenti promuove comportamenti virtuosi da parte di produttori e consumatori, in merito al rispetto dei programmi determinati in esito al mercato o in attuazione di contratti bilaterali, penalizzando gli eventuali scostamenti.

16.2.1 Risoluzione dei problemi di realizzabilità del mercato fisico

Il mercato elettrico qui delineato potrà assumere il carattere di mercato fisico (ossia dando valore definitivo ai programmi di immissione e di prelievo) mediante la disciplina che consente il governo:

- a) della connessione delle reti transfrontaliere con la Rete di Trasmissione Nazionale (RTN);
- b) dei limiti di trasmissione esistenti per gli elettrodotti che costituiscono la RTN;
- c) dei vincoli di produzione minima necessaria per il funzionamento in sicurezza della RTN;
- d) delle relazioni tra il dispacciatore del GRTN ed i soggetti responsabili dell'esecuzione dei programmi;
- e) della compatibilità degli esiti del mercato con i vincoli dinamici di funzionamento di ciascuna unità produttiva.

16.2.2 Zone geografiche e virtuali

La disciplina delle contrattazioni del Mercato Elettrico viene integrata da specifiche norme per consentire l'attivazione dei programmi produttivi (generati dal Mercato o dai contratti bilaterali) tenendo conto degli aspetti citati in a) e b).

A tal fine il GME utilizza lo schema che fraziona il sistema elettrico sulla base dei limiti di transito più rilevanti, definendo:

- 6 zone geografiche (Nord, Centro-Nord, Centro, Sud, Sicilia, Sardegna);
- 6 zone virtuali estere (Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, Grecia, Corsica);
- diversi Poli di Produzione limitata (o sottozone virtuali italiane) che evidenziano aree territoriali costituite da sole unità di produzione la cui connessione con la RTN è caratterizzata da un limite di transito inferiore alla potenza delle stesse unità di produzione.

I limiti di transito dell'elettricità da ciascuna zona con le confinanti e viceversa variano tra estate ed inverno, ed in alcuni casi tra notte e dì, per cui il GRTN comunica periodicamente al GME la conferma di tali zone e l'aggiornamento dei relativi limiti di transito.

16.2.3 Punti di offerta

La disciplina dei vincoli citati al punto c), per essere integrata in quella dell'articolazione zonale del Mercato, prevede la configurazione di ben definiti "punti di offerta" sia per la vendita che per l'acquisto.

Ogni zona geografica o virtuale è definita come un insieme di punti di offerta. I punti di offerta sono le unità elementari rispetto alle quali devono essere definiti i programmi orari di immissione e di prelievo, siano essi definiti in esecuzione di contratti bilaterali o a seguito dell'accettazione di offerte di vendita o acquisto sul Mercato Elettrico.

16.2.4 Prezzi orari e mercato di aggiustamento

Uno dei principali difetti del mercato all'ingrosso dell'energia finora descritto era rappresentato dalla formazione di un prezzo unico valido per tutte le ore di un giorno.

Tale prezzo rifletteva nei fatti il più elevato costo di produzione che è quello degli impianti che soddisfano la punta della domanda presente solo per circa due ore al giorno.

Tale inconveniente, manifestatosi in maniera dirompente nel POOL inglese, è stato oggetto di una ricerca dei rimedi possibili conclusasi con la scelta di adottare la formazione in ogni giorno di 24 prezzi orari del tutto indipendenti, in quanto esiti dell'incontro tra le offerte di vendita e di acquisto presentate per ciascuna ora.

Per effetto di tale scelta si avranno 24 programmi orari di immissione o prelievo di ciascun punto di offerta che sono determinati indipendentemente l'uno dall'altro, pertanto nulla garantisce che essi siano globalmente compatibili con i vincoli dinamici degli impianti di produzione interessati.

La rilevanza di tale problematica emerge di già da un esempio tipico: se per un punto di offerta in immissione, cui è sottesa un'unità di produzione con un tempo di accensione pari a 2 ore, fossero state presentate per tutte le 24 ore delle offerte di vendita per 100 MWh ad un certo prezzo e queste fossero state tutte accettate ad eccezione dell'ora 7, l'esito del mercato avrebbe prodotto un programma giornaliero di produzione non eseguibile da quell'unità di produzione, che non è in grado di spegnersi alle 07.00 per riaccendersi alle 08.00.

È stato perciò introdotto un apposito Mercato di Aggiustamento con idoneo regolamento per consentire agli operatori di presentare opportune offerte di vendita o acquisto per "accomodare" i propri programmi. Anche nel MA possono (non devono) partecipare tutti gli operatori che abbiano acquisito la qualifica di "operatore del mercato elettrico" e la controparte centrale per le operazioni di acquisto e vendita è il GME.

16.2.5 Organizzazione e funzionamento del mercato elettrico

Il mercato elettrico organizzato dal GME si articola quindi in tre distinti mercati.

Il Mercato del Giorno Prima (MGP), finalizzato allo scambio di energia all'ingrosso tra produttori e grossisti (o clienti idonei), alla definizione di programmi di immissione e prelievo per ciascuna ora del giorno successivo e all'attribuzione della capacità di transito disponibile, per ogni coppia di zone, a contratti bilaterali e operatori di mercato. Tale mercato si conclude nella mattinata del giorno precedente al giorno di consegna dell'energia, e possono parteciparvi tutti gli operatori in relazione a tutti i punti di offerta.

Il Mercato di Aggiustamento (MA), sul quale gli operatori possono modificare i programmi definiti in esito al MGP presentando ulteriori offerte di vendita o di acquisto. Tale mercato si svolge subito dopo il MGP, indicativamente nelle prime ore del pomeriggio, e possono parteciparvi tutti gli operatori in relazione a tutti i punti di offerta.

Il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), sul quale gli operatori presentano offerte di disponibilità di aumento o riduzione della potenza immessa o prelevata in ogni ora, che il GRTN utilizza: a) nella programmazione per il giorno successivo per correggere i programmi che violano i limiti di transito sulla rete e costituire margini di riserva; b) nel tempo reale, per bilanciare il sistema a fronte di scostamenti dai programmi. A tale mercato possono partecipare solo gli utenti di dispacciamento dei punti di offerta abilitati dal GRTN.

16.3 Il ruolo del GRTN e il funzionamento fisico del mercato

Per garantire il raccordo tra la disciplina del dispacciamento in vigore e quella di merito economico definita con la delibera AEEG n. 168/03 il GRTN ha riformulato le regole per il dispacciamento ponendole in consultazione il 29 gennaio 2004. Da tale testo, non ancora approvato definitivamente (ma di riferimento per la sperimentazione del Mercato Elettrico in corso), sono state ricavate le disposizioni di maggior rilievo sinteticamente riportate di seguito.

16.3.1 Risorse necessarie all'attività di dispacciamento

Il GRTN nelle nuove Regole ha rafforzato gli impegni e gli obblighi degli utenti del dispacciamento ai fini della gestione in sicurezza in tempo reale dell'equilibrio del sistema elettrico, come appresso sintetizzato.

16.3.2 Servizio di riserva primaria

Sono tenuti alla prestazione del servizio di riserva primaria i gestori di tutti i gruppi di generazione (salvo le eccezioni previste) connessi alle reti con obbligo di connessione di terzi, ossia di servizio pubblico.

Il servizio di riserva primaria consiste nel rendere disponibile al Gestore una banda di capacità di produzione asservita ad un dispositivo automatico in grado di contrastare le variazioni di frequenza causate da squilibri istantanei tra generazioni e carico. Tale banda non deve essere inferiore a + 1,5% della potenza efficiente del gruppo.

I gruppi di generazione della Sardegna, a causa della peculiarità del collegamento (con unico cavo in corrente continua) di tale rete con la rete elettrica del continente, devono rendere disponibile per il servizio di riserva primaria una banda non inferiore a + 10% della potenza efficiente.

Qualora il Gestore verifichi la mancata fornitura del servizio di riserva primaria da parte di un utente di dispacciamento ne dà comunicazione all'Autorità per i relativi provvedimenti in base alla legge n. 481/95

16.3.3 Servizio di riserva secondaria

Il servizio di riserva secondaria consiste nel rendere disponibile una banda di capacità di produzione di un gruppo di generazione, asservita ad un dispositivo automatico di regolazione in grado di modulare la potenza erogata dal medesimo gruppo sulla base di un segnale di livello elaborato ed inviato dal GRTN.

Il servizio di riserva secondaria è approvvigionato nell'ambito del MSD.

16.3.4 Servizio di riserva terziari

Il servizio di riserva terziaria consiste nella disponibilità di un operatore ad accettare modifiche ai programmi produttivi dell'unità allo scopo di garantire la presenza per il giorno successivo dei margini di modulazione necessari alla sicurezza del sistema.

La riserva terziaria si distingue dalla riserva secondaria in quanto tali variazioni della produzione sono attivati manualmente e non attraverso meccanismi di regolazione automatica centralizzata.

Il servizio di riserva terziaria si distingue in riserva "a salire" ed "a scendere".

Il servizio di riserva terziaria a salire è suddiviso in tre tipologie, caratterizzate dal tipo di unità di produzione che forniscono il servizio:

- a) riserva terziaria da pompaggio;
- b) riserva terziaria termica;
- c) riserva terziaria di qualsiasi tipologia.

Il servizio di riserva terziaria a scendere è suddiviso in due tipologie caratterizzate dal tipo di unità di produzione che forniscono il servizio:

- d) riserva terziaria da pompaggio;
- e) riserva terziaria di qualsiasi unità di produzione.

La riserva terziaria da pompaggio si caratterizza per l'estrema rapidità di risposta e costituisce, congiuntamente alla riserva secondaria, la riserva pronta del sistema.

Essa è d'altra parte soggetta a limitazioni di durata. La riserva termica ha caratteristiche di intervento più lente ma può essere mantenuta indefinitamente, costituendo quindi la riserva di sostituzione del sistema.

Il servizio di riserva terziaria è approvvigionato nell'ambito del MSD.

16.3.5 Servizio di interrompibilità del carico

Il servizio di interrompibilità del carico è fornito dalle imprese industriali che accettano interruzioni della fornitura per assicurare la continuità del servizio elettrico.

Tali imprese si devono dotare di apposita apparecchiatura che consente l'attuazione delle due tipologie d'interrompibilità:

- senza preavviso (o in tempo reale), caratterizzata da un tempo di attuazione inferiore a 0,2 secondi;
- con preavviso (o in tempo differito), attuabile in un tempo inferiore a 15 minuti.

Per il 2004 le forniture interrompibili senza preavviso disponibili alle frontiere di Francia e Svizzera sono state attribuite:

- per 20 MW a 2 imprese della Sardegna;
- per 530 MW a 84 imprese del restante territorio nazionale.

16.4 Misure per favorire il mercato

16.4.1 Elevazione limiti di transito

Per elevare i limiti di transito di energia tra le zone il GRTN attribuisce agli utenti di Dispacciamento la facoltà di assoggettare al servizio di teledistacco automatico quote di potenza delle unità di produzione dotate degli appositi dispositivi.

Gli utenti di Dispacciamento non ricevono alcuna remunerazione per tale servizio ma ottengono la priorità nel dispacciamento per la quota di capacità produttiva assoggettata a teledistacco formulando una offerta pari a zero sul mercato del giorno prima.

16.4.2 Produzione CIP6

Il GRTN, in base alle convenzioni stipulate con i proprietari degli impianti, per le unità di produzione CIP6 (finanziate con la delibera CIP n. 6 del 1992) formula quotidianamente al GME un'offerta di vendita e di acquisto per una quantità pari al programma di immissione e prelievo ed un prezzo:

- pari a zero per le immissioni;
- senza indicazione di prezzo per i prelievi.

Il GME conferisce alle suddette offerte la priorità stabilita dalla delibera della AEEG.

16.4.3 Informazioni per la trasparenza del mercato

Il GRTN con cadenza settimanale (di norma entro il martedì della settimana precedente a quella per cui si richiede il servizio) pubblica sul proprio sito quali unità, tra quelle definite essenziali ai fini della sicurezza, sono richieste per la settimana successiva specificando l'intervallo di potenza minima e massima entro cui dovrà essere esercitata nelle ore in cui è richiesta.

Il GME pubblica giornalmente sul proprio sito le previsioni del fabbisogno orario di energia che costituiscono solo un riferimento per il mercato, senza alcun valore vincolante.

Le previsioni del fabbisogno di energia sono elaborate a partire dalle previsioni del fabbisogno di potenza elaborate e pubblicate dal GRTN, oltre che per l'intero sistema elettrico nazionale, anche per ciascuna delle zone geografiche in cui è suddiviso il sistema stesso.

16.5 Gestione delle indisponibilità programmate

16.5.1 Piani annuali

Il GRTN delibera i piani di indisponibilità annuale come risultante dal procedimento:

- entro il 30 giugno; il GRTN comunica agli Utenti di Dispacciamento la quantità di capacità di produzione che ciascuno ha la facoltà di rendere indisponibile in ciascuna settimana dell'anno successivo;
- entro il 30 luglio, ciascun utente presenta il proprio piano di indisponibilità con la facoltà di chiedere una maggiore quantità di capacità da rendere indisponibile in un certo periodo e/o una minore quantità in un altro periodo;
- entro (il 30 settembre?) il GRTN si esprime deliberando il piano annuale.

16.5.2 Revisioni trimestrale, settimanale, giornaliera

Ciascun utente di dispacciamento può richiedere la modifica del piano annuale definito dal GRTN:

- a) su base trimestrale, con 45 giorni di anticipo rispetto all'inizio di ciascun trimestre;
- b) su base settimanale, entro il lunedì della settimana precedente, per la programmazione delle indisponibilità delle successive quattro settimane;
- c) su base giornaliera, entro le ore 12:00 del giorno precedente, per la programmazione delle indisponibilità della settimana in corso, tenendo conto della revisione settimanale del piano, nonché delle sopravvenute avarie e manutenzioni indifferibili.

16.5.3 Piani di indisponibilità delle reti

I gestori delle reti di servizio pubblico (quindi con obbligo di connessione di terzi) diverse dalla rete di trasmissione nazionale predispongono ed inviano al Gestore i piani di indisponibilità degli elementi delle reti di rispettiva competenza facenti parte della "rete rilevante", per la sicurezza del sistema.

Qualora i piani di indisponibilità proposti non risultino compatibili con la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico, il Gestore procede a modificare tali piani con l'obiettivo di minimizzare le medesime modifiche.

16.6 Misure a garanzia del mercato e del sistema

16.6.1 Verifiche di sicurezza del sistema elettrico con orizzonte settimanale

Al fine di rendere possibile con congruo anticipo la previsione di possibili condizioni di criticità del sistema, fornire elementi di valutazione al Ministero delle Attività Produttive od altre Autorità competenti e predisporre con tempestività le misure necessarie, il Gestore conduce una verifica di sicurezza con orizzonte settimanale, con lo scopo di:

- verificare i margini di riserva disponibili;
- verificare il passo di svaso dei serbatoi settimanali.

A tale fine gli utenti di dispacciamento delle unità di produzione comunicano le informazioni necessarie con le modalità descritte in apposito documento.

16.6.2 Piano di emergenza per la sicurezza del sistema elettrico (PESSE)

Per evitare interruzioni prolungate all'utenza in caso di deficit persistenti tra richiesta di potenza e capacità di produzione, il GRTN attua il PESSE predisposto dalle imprese distributrici in attuazione della delibera CIPE del 6 novembre 1979.

Le imprese distributrici hanno l'obbligo di revisionare il piano di distacco di carico entro sei mesi dall'adozione delle nuove regole di dispacciamento.

16.6.3 Verifica di compatibilità degli scioperi degli impianti di produzione

In applicazione delle leggi 146/90 e 83/2000 e in base a quanto previsto dall'art. 5, lett. f) delle direttive del Ministro dell'Industria, del commercio e dell'artigianato del 21 gennaio 2000, in occasione di scioperi interessanti il settore elettrico, il Gestore provvede a valutarne gli effetti sulla sicurezza del sistema elettrico. La verifica di compatibilità dello sciopero è effettuata dal Gestore sulla base della procedura descritta nel documento apposito, in atto all'entrata in vigore del presente documento, considerando tutte le disponibilità delle risorse di produzione.

Il Gestore comunica, ai soggetti interessati, il risultato della verifica di compatibilità dai 5 ai 10 giorni prima della giornata in cui è proclamato lo sciopero stesso. In caso di incompatibilità dello sciopero con la sicurezza di esercizio del sistema elettrico, il Gestore ne dà comunicazione al Ministero delle Attività Produttive.

16.7 Norme transitorie per l'avvio del mercato

16.7.1 Lo STOVE

Per un periodo non superiore a tre mesi dall'avvio del dispacciamento di merito economico (rinnovabili da AEEG), i produttori hanno l'obbligo di continuare la fornitura di tutti i dati rilevanti per la programmazione giornaliera, comunicati al GRTN nella procedura STOVE (Sistema Transitorio Offerta Vendita Energia). Gli utenti di dispacciamento le cui unità non hanno partecipato allo STOVE devono fornire i dati con le medesime modalità della procedura STOVE.

16.7.2 Le offerte integrative del GRTN

Per marginalizzare il rischio di distacchi programmati o perturbazioni del sistema prevedibili dal disequilibrio tra domanda ed offerta di energia, nella fase di avvio del mercato e comunque non oltre il 2004, il GRTN sulla base delle proprie previsioni di fabbisogno presenta una propria offerta integrativa. A tal fine il GME, prima della definizione degli esiti del MGP, comunica al GRTN il totale delle offerte orarie di acquisto suddivise per zona.

16.7.3 La partecipazione alla sessione del mercato

Per sessione di mercato si intende l'insieme delle attività relative al ricevimento e alla gestione delle offerte, nonché alla determinazione dell'esito del mercato. Nell'ambito di ogni sessione è fissato un intervallo di tempo per la ricezione delle offerte: tale intervallo prende il nome di seduta. Di seguito si descrivono gli elementi generali comuni ai tre mercati.

16.7.4 Operatori

Possono essere ammessi al Mercato Elettrico tutti i soggetti che:

- siano dotati di adeguata professionalità e competenza nell'utilizzo di sistemi telematici e dei sistemi sicurezza ad essi relativi;

- non siano stati condannati, con sentenza definitiva, ovvero con sentenza che applica la pena su richiesta delle parti, per il delitto di agguataggio, per uno dei delitti contro l'inviolabilità della segretezza delle comunicazioni informatiche o telematiche, ovvero per il delitto di frode informatica;
- non siano stati esclusi, precedentemente, dal Mercato Elettrico.

Ciascun operatore può presentare offerte riferite a diversi punti di offerta, così come diversi operatori possono presentare offerte per uno stesso punto. Pertanto, gli operatori non devono necessariamente coincidere con gli utenti di dispacciamento.

16.7.5 Offerte

Gli operatori partecipano al mercato presentando offerte di acquisto o vendita. Le offerte sono costituite da coppie "quantità di energia - prezzo unitario dell'energia" (MWh, €/MWh), ed esprimono la disponibilità a vendere (o comprare) una quantità di energia non superiore a quella specificata nell'offerta ad un prezzo non inferiore (o non superiore) a quello specificato nell'offerta stessa. Nel caso delle offerte presentate sul MSD, il prezzo va inteso non come prezzo minimo di vendita o massimo di acquisto ma come prezzo esatto di vendita o acquisto.

16.7.6 Controlli sulle offerte

Le offerte ricevute dal GME sono soggette a due tipi di verifiche.

Le prime, note come "verifiche di validità", consistono in un controllo formale atto a verificare che le offerte siano state presentate durante l'apposita seduta di mercato e siano state compilate correttamente.

Le seconde, note come "verifiche di congruità", consistono in un controllo sostanziale volto ad accertare che:

- a) le quantità specificate nelle diverse offerte riferite a ciascun punto di offerta siano compatibili con le quantità massime di elettricità acquistabili/vendibili presso lo stesso punto (i c.d. "margini");
- b) il controvalore delle offerte di acquisto rientri nei margini di garanzia riconosciuti agli operatori. La verifica, di cui al precedente punto b) non viene effettuata sulle offerte presentate dagli utenti di dispacciamento. Tali verifiche vengono svolte immediatamente dopo la chiusura della seduta.

16.7.7 Accettazione delle offerte

L'accettazione delle offerte sul MGP e sul MA viene effettuata dal GME, mentre l'accettazione delle offerte sul MSD viene effettuata dal GRTN. Nel mercato dei servizi di dispacciamento è il GME che svolge le attività di raccolta delle offerte degli operatori e di comunicazione degli esiti agli operatori stessi. In tutti e tre i mercati di cui si compone il Mercato Elettrico, comunque, l'accettazione avviene solo dopo la chiusura della seduta di presentazione delle offerte e si riferisce alle sole offerte valide e congrue: il Mercato Elettrico del GME non funziona quindi come una borsa a contrattazione continua, ma è piuttosto assimilabile ad un'asta.

L'accettazione delle offerte relative a ciascuna ora rappresenta un processo distinto che si risolve indipendentemente da quello delle altre ore. Le offerte vengono accettate in ordine di merito, cioè in ordine di prezzo crescente per le offerte di vendita ed in ordine di prezzo decrescente per le offerte di acquisto e in maniera tale che i programmi di immissione e prelievo risultanti (determinati come somma delle quantità accettate per ciascuna delle 24 ore e per ciascun punto di offerta) rispettino i limiti di transito tra le zone geografiche. I meccanismi specifici di accettazione delle offerte sono distinti tra i diversi mercati e sono illustrati nei paragrafi successivi.

16.7.8 Comunicazione e pubblicazione degli esiti

A seguito della determinazione degli esiti del mercato, il GME:

- pubblica sulla sezione ad accesso non riservato del proprio sito gli esiti generali del mercato in termini di quantità complessivamente acquistate e vendute in ogni zona ed in ogni ora ed il relativo prezzo di valorizzazione.

16.8 Contenuti specifici del MGP

Ogni sessione del Mercato del Giorno Prima (MGP) viene aperta il nono giorno antecedente quello dell'oggetto delle contrattazioni e viene chiusa alle ore 10 del giorno prima di quello oggetto delle contrattazioni.

All'acquisto e vendita all'ingrosso di energia nel MGP partecipano gli operatori abilitati che lo ritengono opportuno o conveniente (non essendo al momento obbligatoria la partecipazione di tutti gli operatori abilitati) anche tenendo conto delle informazioni preliminari disponibili.

16.8.1 Informazioni preliminari

Prima della seduta del MGP, il GRTN invia al GME un insieme di informazioni preliminari che il GME a sua volta rende disponibili agli operatori sulla sezione ad accesso non riservato del proprio sito. Queste informazioni riguardano: il fabbisogno di energia previsto per ogni ora ed ogni zona; i programmi di immissione di impianti sotto il controllo del GRTN per ogni ora e per ogni zona (CIP 6); i limiti massimi di transito ammessi tra zone limitrofe per ogni ora e per ogni coppia di zone.

16.8.2 Tipi di offerte ammesse

Sia le offerte di vendita che quelle di acquisto devono essere formulate separatamente per ciascuna ora ed espresse in quantità (n. MWh) e prezzo unitario (Euro/MWh), possono avere il carattere di:

- offerte semplici, costituite da una coppia quantità-prezzo unitario;
- offerte multiple, costituite da un massimo di quattro coppie quantità-prezzo unitario;
- offerte predefinite, che sono semplici o multiple, presentate una tantum dall'operatore ed utilizzate dal GME quando non sono sostituite esplicitamente e puntualmente dall'operatore.

Le offerte di vendita sono riferite a punti di immissione e quelle di acquisto a punti di prelievo. Salvo che per i "punti di offerta misti" relativi alle centrali idroelettriche da pompaggio, che hanno anche la facoltà di praticare offerte multiple costituite congiuntamente da offerte di vendita e da offerte di acquisto; in tal modo l'operatore si assicura la convenienza a consumare (per pompare acqua) quando i prezzi sono bassi ed a vendere (generando elettricità) quando i prezzi sono alti.

16.8.3 Modalità e valorizzazione delle offerte accettate

Terminata la seduta di presentazione delle offerte si attiva la procedura di accettazione secondo il modello di mercato zonale (praticato negli Usa ed anche nel Nord Pool per Norvegia, Svezia, Finlandia, Danimarca).

Pertanto l'accettazione segue la procedura:

- a) tutte le offerte di vendita valide e congrue ricevute vengono ordinate per prezzo crescente in una curva di offerta aggregata e le offerte di acquisto valide e congrue ricevute sono ordinate per

- prezzo decrescente in una curva di domanda aggregata. L'intersezione delle due curve determina la quantità complessivamente scambiata, il prezzo di equilibrio, le offerte accettate ed i programmi di immissione e prelievo ottenuti come somma delle offerte riferite in ogni ora ad uno stesso punto di offerta;
- b) se i flussi sulla rete derivanti dai programmi non violano nessun limite di transito, il prezzo di equilibrio è unico e pari a PEU e le offerte accettate sono quelle con prezzo di vendita non superiore a PEU e con prezzo di acquisto non inferiore a PEU;
 - c) se almeno un limite risulta violato, l'algoritmo "separa" il mercato in due zone di mercato - una in esportazione che include tutte le zone a monte del vincolo e una in importazione che include tutte le zone a valle del vincolo - e ripete in ciascuna il processo di incrocio sopra descritto. L'esito è un prezzo di equilibrio zonale PZ, diverso in ogni zona, al quale vengono valorizzate tutte le offerte di vendita riferite a quella zona. In particolare il PZ è maggiore nelle zone importatrici e minore in quelle esportatrici. Se a seguito di questa soluzione ulteriori vincoli sono violati, il processo di "market splitting" si ripete all'interno delle zone già create fino ad ottenere un esito compatibile con i vincoli di rete.

16.8.4 Formazione del prezzo unico al consumo

Riguardo al prezzo dell'energia al consumo, il GME ha implementato un algoritmo innovativo che, a fronte di prezzi di vendita differenziati per zona, prevede l'applicazione di un prezzo unico di acquisto su base nazionale (PUN), pari alla media dei prezzi di vendita zonali ponderati per i consumi zonali. Il PUN si applica solo ai punti di offerta in prelievo appartenenti alle zone geografiche (nazionali), mentre a tutti i punti di offerta in immissione, a tutti i punti di offerta misti e ai punti di offerta in prelievo appartenenti alle zone virtuali estere si applica il PZ sia in vendita che in acquisto.

16.9 Particolarità del MA

Anche nel MA possono (in quanto non è obbligatorio) partecipare tutti gli operatori abilitati e la controparte centrale è sempre il GME.

Oltre alle offerte semplici o multiple come sul MGP, possono essere presentate anche "offerte bilanciate" presentate da uno o più operatori con abbinamento predeterminato che assicura la priorità a parità di prezzo. In ragione della finalità del MA non c'è distinzione tra punti di immissione, di prelievo e misti, per cui risultano semplificate le offerte multiple relative ai punti misti.

16.9.1 Accettazione delle offerte

Il processo di accettazione delle offerte sul MA è analogo a quello descritto per il MGP.

16.10 Mercato del servizio di dispacciamento (MSD)

Il MSD è il mercato sul quale il GRTN si approvvigiona delle risorse necessarie al servizio di dispacciamento. Sebbene anche la seduta del MSD si chiuda nel giorno precedente al giorno di consegna, il processo di accettazione delle offerte si svolge in due tempi:

- a) immediatamente dopo la chiusura della seduta, cioè a programma, quando le offerte sono accettate per modificare i programmi di immissione e prelievo determinati in esito al MGP ed al MA in modo da risolvere eventuali congestioni residue non risolte su tali mercati e costituire i margini di riserva necessari alla sicurezza del sistema;
- b) durante tutta la durata del giorno di consegna (cioè nel tempo reale), quando le offerte sono

accettate per bilanciare il sistema in tempo reale. Gli utenti di dispacciamento sono tenuti ad offrire sul MSD tutta la potenza disponibile, sia in aumento che in diminuzione. Essi hanno, tuttavia, la facoltà di stabilire il prezzo esatto di vendita e di acquisto.

16.10.1 Accettazione delle offerte

Il processo di accettazione delle offerte sul MSD è affidato al GRTN, che riceve dal GME le offerte presentate dagli operatori e restituisce al GME le offerte accettate in due tempi, come sopra riferito.

A differenza che sui mercati dell'energia, le offerte non sono remunerate al prezzo di equilibrio ma al proprio prezzo di offerta.

Nota: È da sottolineare che una dose di problematicità di funzionamento del Mercato, per gli aspetti connessi ai programmi di produzione ed alla sicurezza della rete, deriva dal carattere volontario della partecipazione al mercato (per cui le norme impegnano solo chi ci partecipa) a cui però si legano le Regole del Dispacciamento che, invece, devono essere rispettate da tutti i produttori e da tutti i consumatori singoli od aggregati connessi alla rete di trasmissione nazionale.

Tabella n. 1

I vincoli, a rete integra, a marzo 2004, determinano i valori delle potenze trasferibili tra le zone e dai poli verso le zone

LA ZONA O IL POLO	PUÒ FORNIRE		PUÒ RICEVERE		A/DA ZONA O AL/DAL POLO
	IN ORE Diurne	IN ORE Notturme	IN ORE Diurne	IN ORE Notturme	
o Turbigio+Ronco	1800	1800	--	--	Nord
o Monfalcone	900	900	--	--	Nord
o Nord	2800	2800	900	1800	Centro Nord
o Centro Nord	1600	2200	3450	3200	Piombino
o Piombino	270	270	270	270	Sardegna
o Piombino	--	--	2300	2400	Centro Sud
o Centro Sud	2200	2200	2200	2200	Sud
o Sud	--	--	5000	3900	Rossano+Brindisi
o Brindisi	500	500	500	500	Grecia
o Rossano+Brindisi	200	300	--	--	Calabria
o Calabria	--	--	600	300	Sicilia
o Sicilia	--	--	795	795	Priolo

Fonte: GRTN-STOVE:vincoli per zone rete rilevante della previsione a medio e lungo termine.

Note: I valori dei limiti sono relativi all'assetto rete con teledistacchi attivati.

Tabella n. 2

**Dotazioni del GRTN per la gestione del dispacciamento di merito economico
nel rispetto della sicurezza elettrica del sistema**

Per ogni unità di produzione	Per ogni linea della RTN	Per le aggregazioni tipiche della domanda
<ul style="list-style-type: none"> - Piano di manutenzione <ul style="list-style-type: none"> • annuo • trimestrale • quadrisettimanale • su guasto - Minimo tecnico - Tempo di lancio da fermo - Tempo del regime dal minimo tecnico alla potenza massima - Limiti e vincoli della produzione di natura elettrica ed extra - Utilizzabilità per la sicurezza del sistema 	<ul style="list-style-type: none"> - Piano di manutenzione <ul style="list-style-type: none"> • annuo • trimestrale • quadrisettimanale • su guasto - Limiti di trasmissione <ul style="list-style-type: none"> • Inverno • Estate - Vulnerabilità per incendi boschivi - Vulnerabilità per condizioni climatiche 	<ul style="list-style-type: none"> Dinamica della domanda per ciascuna delle otto aree territoriali Dinamica della domanda e degli scambi con la rete degli autoproduttori - Domanda soddisfatta con contratti interrompibili <ul style="list-style-type: none"> • con preavviso • senza preavviso - Andamento storico della domanda giornaliera per <ul style="list-style-type: none"> • area territoriale • tipologia di consumo

Tabella n. 3

**Elenco degli operatori
Ai sensi dell'articolo 16 comma 16.3, del
Testo integrato approvato con D.M. 19/12/2003**

OPERATORE	SEDE LEGALE	MERCATO ELETTRICO
ACEAELECTRABEL PRODUZIONE S.P.A	CONTRADA SELVA, 496 ALTINO (CH) ALTINO (CH)	AMMESSO
ACEAELECTRABEL TRADING S.P.A.	VIA FLAMINIA, 133/137 ROMA	AMMESSO
AEM TRADING S.R.L.	CORSO DI PORTA VITTORIA, 4 MILANO	AMMESSO

AES OTTANA S.R.L.	CORSO V. EMANUELE, 1 MILANO	AMMESSO
AGSM VERONA S.P.A.	LUNGADIGE GALTAROSSA, 8 VERONA	AMMESSO
ASM BRESCIA S.P.A.	VIA LAMARMORA, 230 BRESCIA	AMMESSO
ATEL ENERGIA S.R.L.	VIA ALBERTO MARIO, 65 MILANO	AMMESSO
A.U. S.P.A.	VIA GUIDUBALDO DEL MONTE, 72 ROMA	AMMESSO ai sensi dell'articolo 15 del T.I. Disciplina del Mercato Elettrico
BURGO ENERGIA S.R.L.	VIA DEL FREIDANO, 8 SAN MAURO T.SE (TO)	AMMESSO
C.V.A. TRADING S.R.L. A S.U.	PIAZZA OBERDAN GUGLIELMO, 3 MILANO	AMMESSO
CONSORZIO AMGA ENERGIA	VIA SS. GIACOMO E FILIPPO, 7 GENOVA	AMMESSO
E.ON ITALIA S.P.A.	PIAZZA DELLA REPUBBLICA, 22 MILANO	AMMESSO
EDF TRADING LIMITED	71 HIGH HOLBORN LONDRA	AMMESSO
EDIPOWER S.P.A.	FORO BUONAPARTE, 31 MILANO	AMMESSO
EDISON TRADING S.P.A.	FORO BUONAPARTE, 31 MILANO	AMMESSO
EGL-ITALIA S.P.A.	PIAZZA DANTE, 7 GENOVA	AMMESSO
ELEKTRIZITATS-GESELLSCHAFT LAUFENBURG AG	WERKSTRASSE, 10 LAUFENBURG	AMMESSO
ENDESA ITALIA S.P.A.	VIA MANGILI, 9 ROMA	AMMESSO
ENDESA ITALIA POWER & FUEL S.R.L.	VIA MANGILI, 9 ROMA	AMMESSO
ENEL GREENPOWER S.P.A.	VIA ANDREA PISANO, 120 PISA	AMMESSO
ENEL PRODUZIONE S.P.A.	VIALE REGINA MARGHERITA, 125 ROMA	AMMESSO
ENIPOWER TRADING S.P.A.	PIAZZA EZIO VANONI, 1 S.DONATO MILANESE (MI)	AMMESSO
FENICE S.P.A.	VIA ACQUI, 86 RIVOLI –CASCINE VICA (TO)	AMMESSO
GRTN S.P.A.	V.LE MARESCIALLO PILSUDSKI, 92 ROMA	AMMESSO ai sensi dell'articolo 15 del T.I. Disciplina del Mercato Elettrico
IDROELETTRICA S.C.R.L.	CORSO BATTAGLIONE AOSTA, 24 AOSTA	AMMESSO
IDROENERGIA S.C.R.L.	VIA STAZIONE, 31 CHATILLON (AO)	AMMESSO
ITALGEN S.P.A.	VIA G. CAMOZZI, 124 BERGAMO	AMMESSO
REZIA ENERGIA ITALIA S.R.L.	LUNGO MALLERO CADORNA, 17 SONDRIO	AMMESSO
S.I.E.T. S.P.A.	VIA BERTOLA, 48 TORINO	AMMESSO
TIRRENO POWER S.P.A.	LARGO LAMBERTO LORIA, 3 ROMA	AMMESSO
TRAFIGURA ELECTRICITY ITALIA S.R.L.	VIA STENDHAL, 63 MILANO	AMMESSO
TRENTA S.P.A.	VIA FERSINA, 23 TRENTO	AMMESSO

Fonte: Estratto da informazione al pubblico del GME del Febbraio 2004.

17 Il 2004 un avvio difficile per l'AU, una Borsa senza domanda attiva, le preoccupazioni dei consumatori per i picchi dei prezzi.

I ritardi accumulatisi all'inizio del 2003 nella realizzazione delle tappe della liberalizzazione, previste dallo scadenario degli adempimenti del D.Lgs. 79/99 hanno determinato una situazione insostenibile sotto molti punti di vista. Pesava sul sistema elettrico, e sul mercato vincolato in particolare, l'assenza di concorrenza tra i produttori e la gestione integrata delle fasi elettriche in una sola azienda mediante gestioni e contratti di fornitura tra soggetti solo formalmente indipendenti.

Da tale situazione nasce l'esigenza, forse per salvare almeno le apparenze, d'introdurre qualcosa che provvisoriamente possa fornire un'idea di concorrenza. Vi provvede l'Autorità per l'Energia con la delibera 67/03 che ha introdotto dal 1 luglio 2003 al 1 aprile 2004 (l'originaria scadenza 1/1/2004 è stata prorogata con la delibera 07/04) lo STOVE (L'acronimo di Sistema Transitorio di Offerta di Vendita di Energia) introducendo l'obbligo per il GRTN di selezionare le offerte di vendita dei produttori ammessi al sistema in ragione di un ordine di merito basato sui costi variabili di produzione "riconosciuti dal sistema tariffario".

Lo STOVE rappresenta il tentativo di introdurre per la prima volta (dalla liberalizzazione) nel mercato elettrico la fornitura basata su offerte che dovrebbero essere in concorrenza tra loro, una sorta di training per l'avvio di un reale mercato concorrenziale.

In tale contesto, il Decreto del Ministero delle Attività Produttive del 19 dicembre 2003 assegna, finalmente, all'Acquirente Unico la titolarità di garante della fornitura di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato dal 1 gennaio 2004.

Il mercato vincolato, costituito anche dai clienti idonei che non hanno optato per il mercato libero, esce, con 3 anni di ritardo, dalla tutela dell'Enel. A questa era stata attribuita, provvisoriamente, la funzione di garante della fornitura del mercato vincolato consentendo ai distributori di approvvigionarsi di energia con le modalità in vigore in precedenza ossia ciascuno dalla propria società di produzione con l'integrazione obbligatoria a cura dell'Enel.

Il Decreto MAP del 19/12/03 stabilisce che per l'anno 2004 l'Acquirente Unico deve approvvigionarsi in base alle seguenti direttive:

- 1) partecipare alle gare indette per l'assegnazione di quote delle capacità di trasporto delle linee d'importazione e dell'energia da impianti CIP6;
- 2) stipulare contratti bilaterali, anche pluriennali, per l'acquisto diretto di una quantità di energia non superiore al 25 per cento della domanda prevista per il mercato vincolato;
- 3) acquisire l'energia dai contratti d'importazione dell'Enel ancora in essere ad un prezzo che solo inizialmente è quello all'ingrosso dell'ultimo trimestre del 2003;
- 4) approvvigionarsi, per il restante fabbisogno, nella Borsa (il mercato del GME) provvedendo a garantirsi dal rischio di prezzo e quantità (perché la formulazione delle offerte di vendita dei produttori è facoltativa) con contratti finanziari alle condizioni stabilite dall'AEEG.

L'esito di tali direttive nel periodo da aprile a dicembre 2004 può essere, in base ai dati provvisori disponibili, così sintetizzato:

Energia utilizzata in Italia	300	milioni	di Kwh
Energia del mercato libero	148	»	»
Energia del mercato vincolato	152	»	»

Acquistata da AU:

- con contratti bilaterali	36(24%)	»	»
- da importazione e CIP6	40(26%)	»	»
- in Borsa senza "copertura"	29(19%)	»	»
- in Borsa con contratti differenziali	47(31%)	»	»

Il 2004 è però ancora segnato da pesanti discriminazioni per i clienti del mercato vincolato, come evidenziato dalle modalità di accesso a due “risorse” di energia a minor costo: l’importazione e la vendita della produzione degli impianti CIP 6/92.

La sola capacità di trasporto delle linee trasfontaliere che si rende disponibile a seguito della rinuncia dei clienti interrompibili (v. delibera AEEG 157/03) viene assegnata, in misura pari al 40% per ciascuna frontiera elettrica, all’importazione da destinare ai clienti del mercato vincolato.

Ben tre Decreti Ministeriali (21/11/2000, 10/12/2001, 22/11/2002) hanno di fatto escluso il mercato vincolato dall’accesso alle gare per la vendita a prezzi di favore, da parte del GRTN, della capacità produttiva degli impianti finanziati in base alla delibera CIP del 1992.

Nonostante le proteste delle associazioni dei consumatori e la favorevole sentenza del Consiglio di Stato (n. 1605/03) di annullamento di quella del Tar della Lombardia (n.437/02) e della sottostante delibera dell’AEEG, nel 2004 viene concesso all’AU (per il mercato vincolato) l’accesso penalizzato all’energia CIP 6, perché in misura inferiore alla ripartizione proporzionale tra mercato libero e vincolato.

Per il 2004 ad AU è stato assegnato il 20% della capacità produttiva assegnabile in quote (bande) h 24 (cioè presenti 24 ore su 24h) e tutta quella “non assegnabile”, per vari motivi, nell’arco dell’anno.

A fine gennaio 2004 (delibera AEEG 5/04) sono state definite le regole di formazione dei prezzi di cessione dell’elettricità da AU a ciascuna impresa distributrice per la quantità necessaria a soddisfare il fabbisogno del mercato vincolato servito dalla propria rete.

Il criterio di calcolo consente ad AU il recupero integrale dei costi di acquisto entro il mese successivo a quello di competenza in modo che ne sia assicurato l’equilibrio economico come indicato dal Dlgs 79/99.

Il prezzo di cessione è costituito dalla somma del costo di funzionamento riconosciuto ad AU, del costo medio del servizio di dispacciamento e del costo dell’energia calcolato con la media ponderata dei costi per gli acquisti nella Borsa (il mercato organizzato del GME), con i contratti bilaterali fisici (compravendita diretta con produttori) e quelli finanziari per le differenze che ammortizzano le oscillazioni di prezzo della Borsa.

Le direttive impartite da MAP e AEEG ad AU prevedono che entro il 31 marzo 2004 (cioè giorno precedente la partenza della Borsa) lo stesso stipuli, mediante aste pubbliche con prezzi al ribasso, contratti finanziari differenziali annuali in grado di coprire almeno il 30% dell’energia destinata al mercato vincolato al netto di quella proveniente dalla importazione e dagli impianti CIP 6.

La formazione ed il livello dei prezzi dell’elettricità che si formano in Borsa “fanno notizia” fin dalla partenza (scaramanticamente anticipata dal primo aprile al 31 marzo) del mercato. Man mano che passano i giorni ad ogni picco di prezzo (seppur di una sola ora) cresce la preoccupazione dei consumatori e delle loro associazioni per la ripercussione nella tariffa di vendita. La situazione esplode con la crescita continua dei prezzi che si manifesta in maniera preoccupante, a partire dalla seconda metà di maggio, raggiungendo livelli incompatibili con un mercato efficiente, nonostante le misure per il controllo del potere di mercato dei produttori fissate dalle delibere AEEG n. 21/04 e n. 49/04.

I prezzi dei giorni dal 7 al 10 giugno diventano oggetto di un’istruttoria conoscitiva tempestivamente decisa dall’Autorità per l’Energia nonché la motivazione per la richiesta di annullamento dell’impatto sulle tariffe domestiche avanzata alla AEEG da molte associazioni dei consumatori assieme ad un urgente incontro per un esame della situazione. La AEEG chiarisce, nell’incontro con le associazioni del CNCU del 23 giugno, il perché della apparente contraddittorietà tra elevati livelli di prezzo di Borsa ed affermazioni tranquillizzanti apparse sui giornali riferenti che, comunque, il prezzo medio di acquisto dell’energia da parte di AU nei mesi di aprile e di maggio risultava inferiore al prezzo contenuto nella tariffa di vendita ai clienti finali

Infatti si tratta di due valori non direttamente comparabili perché il prezzo dell’energia contenuto in tariffa (ed anche, seppur di peso marginale, quello dei servizi di dispacciamento) è determinato sulla base di valutazioni prospettiche e non più storiche per cui rappresenta “la migliore stima” degli eventi dei mesi successivi. L’AEEG rassicura le associazioni dei consumatori preannunciando un documento per nuove regole “per la promozione della concorrenza da applicarsi nel secondo semestre del 2004”, nonché un maggior ricorso ai contratti differenziati da parte dell’Acquirente Unico.

L'effetto benefico di entrambi gli interventi posti in campo può essere rappresentato ponendo a confronto nella tabella seguente i prezzi di acquisto prima e dopo luglio con il crescere del ricorso ai contratti differenziali.

Tabella n.1

Costo medio mensile di acquisto dell'energia dell'Acquirente Unico, in euro per Megawattora, e livello di copertura degli acquisti in Borsa

Anno 2004 Mese	Percentuale energia acquistata in Borsa		Costo medio mensile euro/Mwh
	Senza copertura	Con contratti differenziali	
Aprile	36	11	51,15
Maggio	33	12	51,39
Giugno	36	13	66,62
Luglio	18	34	69,28
Agosto	21	32	53,19
Settembre	10	38	61,48
Ottobre	10	42	49,31
Novembre	4	45	51,43
Dicembre	6	46	51,42

Fonte: Elaborazione su dati Acquirente Unico.

18 La legge 239/04 anticipa parte della nuova direttiva sul mercato elettrico: prevista la nascita dell'Acquirente di ultima istanza

Dopo due anni dalla presentazione del disegno di legge si è concluso il tormentato iter legislativo della legge (239 del 23-08-2004 in G.U. del 13-09-2004) di "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia".

Dal disegno di legge sono stati stralciati e definiti con separati provvedimenti alcuni rilevanti aspetti della disciplina di funzionamento dell'intero settore elettrico, peraltro nel testo approvato è stato possibile (in relazione alla sovrapposizione temporale) introdurre qualche elemento anticipatorio del contenuto della Direttiva 2003/54/CE di particolare interesse per l'oggetto della ricerca.

La legge 239 (detta anche legge Marzano) ha perso la sua struttura di articolato (per esigenze di tecnica parlamentare di applicazione del voto di fiducia, è risultata composta da un solo articolo composto da oltre 100 commi) ripartito in parti, titoli e capitoli, per cui la denominazione adottata di seguito risponde solo ad un'esigenza di comodità espositiva.

La parte della legge che disciplina il campo di attività prevede (par a), comma 2) che: " le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia ai clienti idonei.....sono libere su tutto il territorio nazionale, nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico ecc."

È affidata congiuntamente: allo Stato, all'Autorità per l'Energia elettrica e il Gas, alle regioni ed agli enti locali, il conseguimento degli obiettivi di politica energetica tra cui (lettere c ed i del comma 3):

- “assicurare l’economicità dell’energia offerta ai clienti finali e le condizioni di non discriminazione degli operatori ecc.”
- “tutelare gli utenti-consumatori, con particolare riferimento alle famiglie che versano in condizioni economiche disagiate;”

Tra i compiti e le funzioni esercitate direttamente dallo Stato è prevista (punto 5, lettera a del comma 8):

- “l’adozione di indirizzi e di misure di sostegno della sicurezza e dell’economicità.....degli approvvigionamenti per i clienti vincolati o disagiati, ecc.”

a conferma dell’attenzione del legislatore italiano per la tutela dei piccoli consumatori e delle famiglie in particolare.

Integrando le previsioni dell’art 14 del D.lgs 79/99 (detto anche decreto Bersani), e recependo le scadenze previste dalla Direttiva 2003/54/CE, la parte della legge dedicata all’adeguamento delle disposizioni vigenti stabilisce (comma 30):

- “A decorrere dal 1° luglio 2004, è cliente idoneo ogni cliente finale non domestico”;
- “I clienti vincolati che alle date di cui ai commi suddetti diventano idonei hanno il diritto di recedere dal preesistente contratto di fornitura, come clienti vincolati,Qualora tale diritto non sia esercitato, la fornitura ai suddetti clienti idonei continua ad essere garantita dall’Acquirente Unico S.p.a.”.

Con quest’ultima disposizione il legislatore ha mantenuto in capo al sistema l’obbligo di fornitura, anche dopo la totale liberalizzazione del mercato dal lato della domanda, affidandone l’esecuzione all’A.U. che vede, per questa funzione, assicurata la sua attività oltre il giugno 2007.

Mentre, nel completamento dell’assetto dal lato dell’offerta di energia elettrica importata sul mercato italiano, nella legge (comma 40) lo Stato imprenditore-azionista prevale sugli interessi dei cittadini prevedendo che i contratti pluriennali di importazione, antecedenti all’emanazione del D.lgs 79/99, destinati al mercato vincolato possono essere trasferiti dall’Enel all’Acquirente Unico “garantendone al cedente il beneficio derivante dalla differenza tra il prezzo dell’energia importata attraverso i contratti ceduti e il prezzo dell’energia elettrica di produzione nazionale”.

Ossia viene assicurata all’Enel la rendita contrattuale, con la differenza tra il maggior prezzo della produzione nazionale ed il minor prezzo dell’importazione, per tutta la durata dei contratti pluriennali mediante l’attribuzione all’Autorità per l’Energia del solo compito di definire le modalità di trasferimento dei contratti.

È infine da evidenziare che la legge (ai commi 46 e 47) introduce, in forma permanente, la funzione del fornitore standard o di soccorso a garanzia della continuità di fornitura e della concorrenza nel settore del gas, prevedendo che l’Autorità per l’Energia individui una o più imprese di vendita del gas che si impegnino ad effettuare la fornitura ai piccoli clienti finali (consumi inferiori a 200.000 mc/anno) nelle aree geografiche prive di un fornitore o dove non si è ancora sviluppato un mercato concorrenziale nell’offerta di gas.

La Direttiva 2003/54/CE del 26 giugno 2003 “relativa a norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica e che abroga la Direttiva 96/92/CE” (che fu recepita in Italia con il decreto Bersani) introduce una serie di misure che gli Stati membri dovranno adottare in modo permanente per garantire ai clienti deboli la fornitura di energia elettrica.

La tutela del servizio pubblico viene garantita dalla previsione (comma 2, art. 3): “gli Stati membri (S.m.) possono, nell’interesse economico generale, imporre alle imprese che operano nel settore dell’energia elettrica obblighi relativi al servizio pubblico concernenti la sicurezza, compresa la sicurezza dell’approvvigionamento, la regolarità, la qualità e il prezzo delle forniture,ecc...Questi obblighi sono chiaramente definiti trasparenti, non discriminatori e verificabili, ecc...”

Rilevante è la tutela della garanzia di continuità di fornitura interpretata con estensione, laddove

(comma 3, art. 3) si afferma che “gli S.m. provvedono affinché tutti i clienti civili” (n.d.r. ossia i clienti domestici) e se lo ritengono anche le piccole imprese, “usufruiscano nel rispettivo territorio del servizio universale, cioè del diritto alla fornitura di energia elettrica di una qualità specifica a prezzi ragionevoli, facilmente e chiaramente comparabili e trasparenti. Per garantire la fornitura del servizio universale gli Stati membri possono designare un fornitore di ultima istanza. Gli Stati membri impongono alle società di distribuzione l’obbligo di collegare i clienti alla rete alle condizioni e tariffe stabilite...ecc...”.

Vengono anche ritenute legittime le iniziative di autotutela di collettività di piccoli consumatori affermando che (comma 3, art.3): “Le disposizioni della presente direttiva non ostano a che gli Stati membri rafforzino la posizione di mercato dei clienti civili e della piccola e media utenza promovendo la possibilità di associazione su base volontaria ai fini della rappresentanza di tale categorie di utenti.”

Di particolare peso appaiono le garanzie offerte per la tutela delle famiglie, bisognose per condizioni economiche o di salute, nello specifico comma (il 5 dell’art.3): “Gli Stati membri adottano le misure adeguate per tutelare i clienti finali, ed assicurano in particolare ai clienti vulnerabili un’adeguata protezione comprese le misure atte a permettere loro di evitare l’interruzione delle forniture”.

Il testo in parola prosegue richiamando la garanzia di “un elevato livello di protezione dei consumatori, con particolare riguardo alla trasparenza delle condizioni generali di contratto, alle informazioni, ecc..” rinviando per i dettagli, di parte delle misure, a quanto contenuto nell’allegato A della Direttiva .

Non viene sottaciuta dalla Direttiva l’esigenza dell’unità solidale della popolazione affermando che (comma 7, art. 3). “Gli Stati membri attuano misure idonee a realizzare gli obiettivi della coesione economica e sociale, della tutela ambientale, comprese eventualmente misure di efficienza energetica/gestione della domanda e strumenti per combattere il cambiamento climatico, e della sicurezza dell’approvvigionamento.”

Si può affermare, quindi, che la legge 239/04 e, in misura più ampia ed approfondita, la Direttiva 2003/54/CE evidenziano la necessità di adottare appositi provvedimenti per tutelare i clienti minori non solo nella fase di transizione del processo di liberalizzazione ma anche dopo il suo completamento.

19 L’Acquirente Unico arricchisce l’intervento nel 2005

L’andamento dei prezzi ed il comportamento degli operatori partecipanti alla Borsa elettrica, ossia alla “piazza” del mercato organizzato dal GME (Gestore Mercato Elettrico), hanno richiesto, durante tutto il 2004, ripetuti interventi dell’Autorità per l’energia elettrica ed il gas (AEEG) e del Ministero delle Attività Produttive (MAP).

Entrambi gli organi decisionali hanno prodotto adeguamenti e perfezionamenti normativi volti a condizionare il potere di mercato degli operatori ed il monitoraggio continuo dell’andamento dei prezzi spot.

Le iniziative tendevano ad evitare che gli esiti della Borsa determinassero una insana aspettativa di crescita del prezzo della componente energia della tariffa con la conseguente influenza indotta sulla dinamica inflattiva, determinando in tal modo effetti contraddittori con gli obiettivi macroeconomici del Governo e l’esigenza di validazione consensuale di massa del tipo di mercato elettrico implementato in Italia.

Tale ultimo obiettivo è risultato particolarmente impegnativo essendo l’Italia ancora priva di regolamentazione dei “contratti derivati” sull’elettricità , infatti il MAP e la AEEG hanno incoraggiato e supportato, stando a quanto riferito dalla stampa specializzata, l’iniziativa dell’Acquirente Unico tesa ad ampliare ed innovare sia la tipologia dei contratti a copertura del rischio prezzo che le procedure d’asta per la selezione degli operatori e delle offerte competitive.

L’accessibilità al pubblico indistinto delle procedure e dei bandi di gara resi noti dall’A.U. sul proprio sito web hanno contribuito indubbiamente sia al processo di trasparenza dovuto alla collettività di

clienti serviti dall'AU e sia all'irrobustimento della determinazione dello stesso nel perseguimento di obiettivi di interesse generale del paese.

È però doveroso precisare che l'AU non è stato lasciato solo a fronteggiare le oggettive rigidità strutturali dell'offerta disponibile sul mercato elettrico italiano, sia relativamente alla modesta ridondanza della capacità produttiva resa disponibile rispetto alla domanda di elettricità, e sia per l'indiscutibile posizione dominante del maggior produttore che la esercita nella determinazione del prezzo in una pluralità di zone geografiche e virtuali del mercato elettrico.

In sostanza, è ragionevole ritenere che la funzione calmieratrice dell'intero mercato attribuita all'AU, dalla facoltà accordata ai clienti idonei di rimanere nel mercato vincolato, ha determinato la necessità di una fattiva partecipazione dei decisori preposti all'attività di promozione degli obiettivi assegnati allo stesso.

Pertanto, non appare infondata la tesi di chi sostiene che probabilmente l'AU non sarebbe riuscito a concludere contratti a prezzi ragionevoli (in base ai dati di scenario disponibili e alla previsione dei prezzi strike resa nota da AU ad inizio di aprile 2005) se non fosse stato messo in campo dal MAP e dalla AEEG il potere di "moral suasion" sui produttori, che è una delle frecce disponibili nella faretra dei regolatori di molti stati con il processo di liberalizzazione in atto.

Per poter apprezzare da vicino l'operato dell'AU, approfittando della gentile concessione dell'interessato, riportiamo di seguito una selezione delle diapositive della relazione di U. Perla – Direttore Management Risk di AU – tenuta a Milano il 2-02-2005 all'Istituto Internazionale di Ricerca ENERCON 2005, sul tema "Il mercato vincolato e il ruolo dell'Acquirente Unico nell'acquisto dell'energia: l'impatto sui prezzi di fornitura ai clienti finali".

Ruolo dell'Acquirente unico Tutela del mercato vincolato

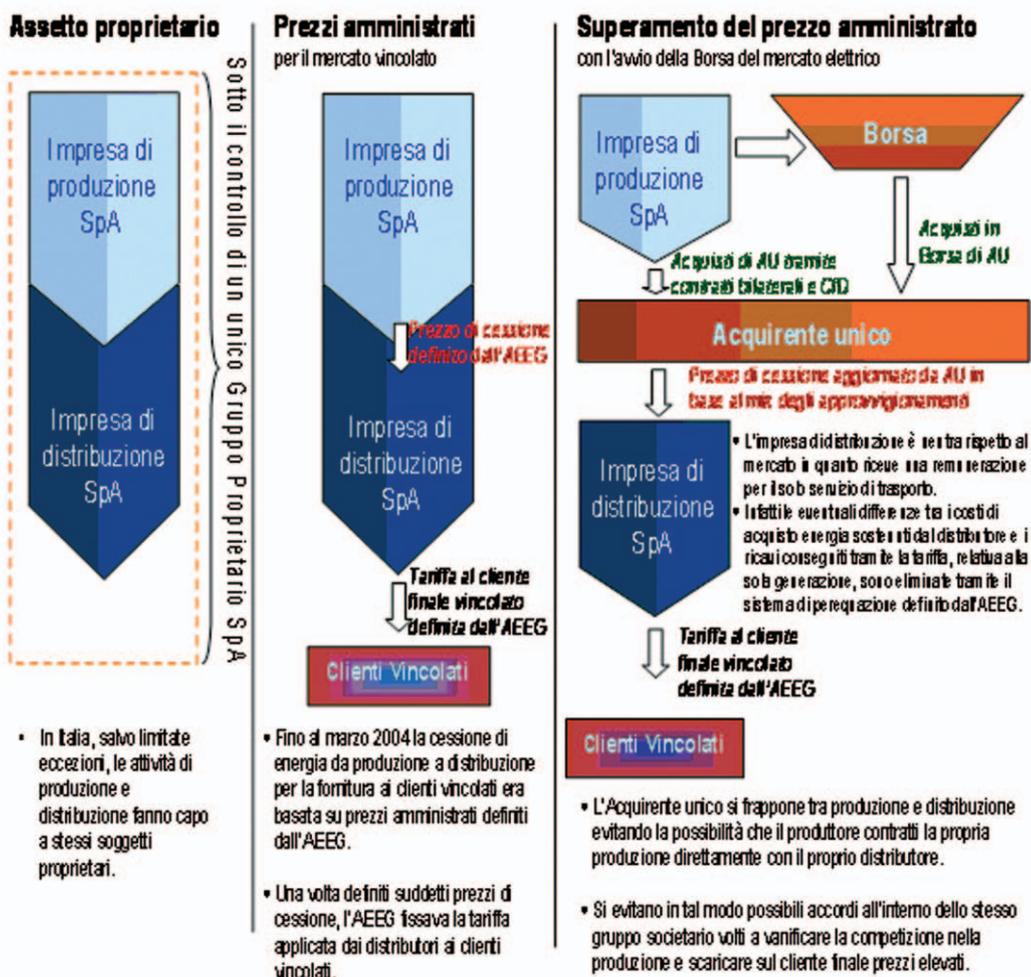
- L'articolo 4 del D.lgs n. 79/99 ha assegnato all'Acquirente unico la funzione di garante della fornitura per i clienti del mercato vincolato.
 - La legge 239 del 23 agosto 2004 ("Riordino del settore elettrico...") ha stabilito che:
 - a decorrere dal 1° luglio 2004 è idoneo ogni cliente finale non domestico;
 - a decorrere dal 1° luglio 2007 è cliente idoneo ogni cliente finale;
 - i clienti vincolati che diventano idonei hanno diritto di recedere dal preesistente contratto di fornitura, come clienti vincolati, con modalità stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Qualora tale diritto non sia esercitato, la fornitura ai suddetti clienti idonei continua ad essere garantita dall'Acquirente unico.
 - Il Decreto 19 dicembre 2003 del Ministro delle Attività Produttive ha reso operativo Acquirente unico.
- Il mercato vincolato è attualmente composto da:
- clienti finali "**non idonei**" che non possono scegliere un fornitore indipendente;
 - clienti finali "**idonei**" che pur potendo scegliere un fornitore indipendente preferiscono acquistare a tariffa.

Tutela dei clienti finali nel sistema elettrico liberalizzato

- La liberalizzazione del mercato comporta la necessità di tutela dei clienti finali.
- La tutela avviene attraverso l'istituzione delle funzioni di garanzia al fine di assicurare la continuità della fornitura:
 - garanzia di continuità tecnica
 - garanzia di continuità commerciale
- La continuità tecnica della fornitura è un bene pubblico ed è garantita dall'operatore di sistema, che gestisce la rete e dispaccia i flussi di energia.
- La continuità commerciale della fornitura è un bene meritorio, della disponibilità del quale l'autorità pubblica si fa carico, assegnando ad uno o più soggetti, specifici compiti e funzioni.

La liberalizzazione del mercato pone il problema di gestione del rischio della discontinuità della fornitura

Ruolo dell'Acquirente unico



Ruolo dell'Acquirente unico Gestione del rischio prezzo

- La volatilità del prezzo spot è fonte di rischio:
 - per i **clienti finali**, perché non hanno certezza dei costi futuri della fornitura;
 - per i **fornitori**, perché non hanno certezza dei ricavi futuri.



Esiste, pertanto, la possibilità di ridurre i rischi sia dei produttori sia dei consumatori realizzando contratti di assicurazione reciproca contro il rischio di prezzo del mercato a pronti

Contratti differenziali e contratti al di fuori del sistema delle offerte

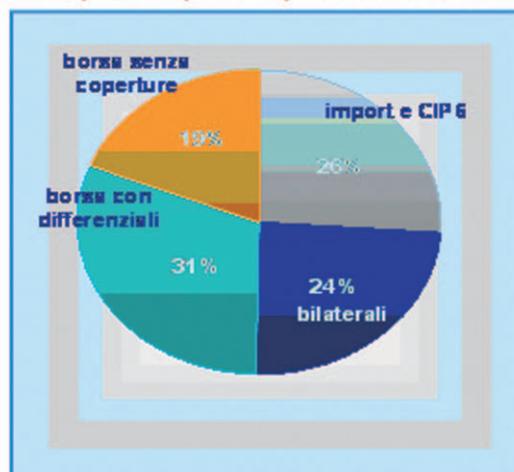
Portafoglio 2004

Modalità di approvvigionamento per il mercato vincolato nel 2004

- Il decreto 19 dicembre 2004 del Ministro delle attività produttive ha stabilito gli indirizzi per l'approvvigionamento di AU:

- acquisizione delle importazioni pluriennali Enel
- partecipazione alle procedure di assegnazione di capacità di trasporto per l'importazione
- partecipazione alle procedure di assegnazione di energia CIP6
- contratti al di fuori del sistema delle offerte (**bilaterali fisici**) fino al 25% del fabbisogno previsto del mercato vincolato
- approvvigionamento in Borsa previa stipula di contratti per la copertura del rischio prezzo e quantità (**differenziali**) secondo criteri e condizioni definite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

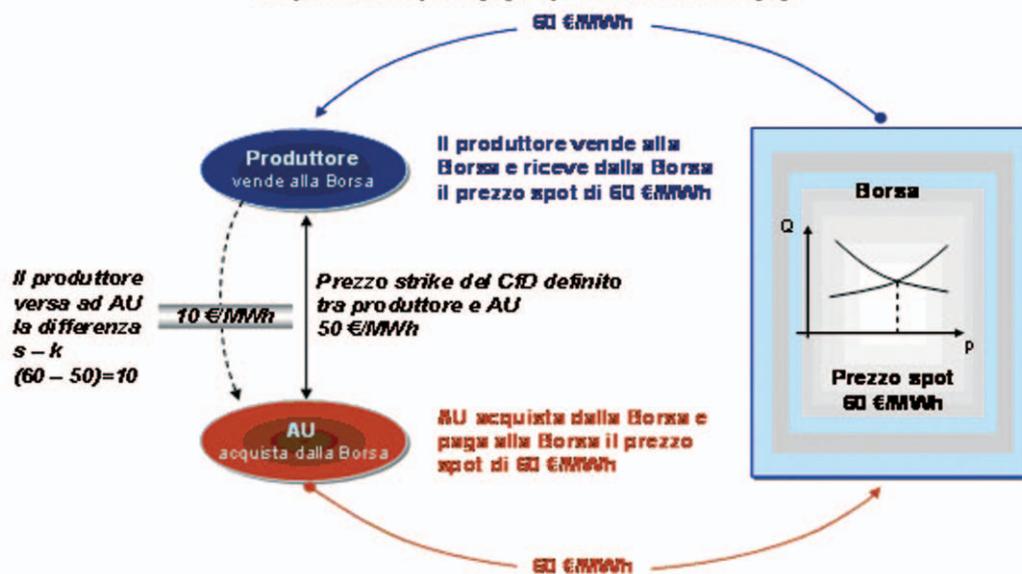
Ripartizione dell'energia per tipologia di acquisto nel periodo aprile-dicembre 2004



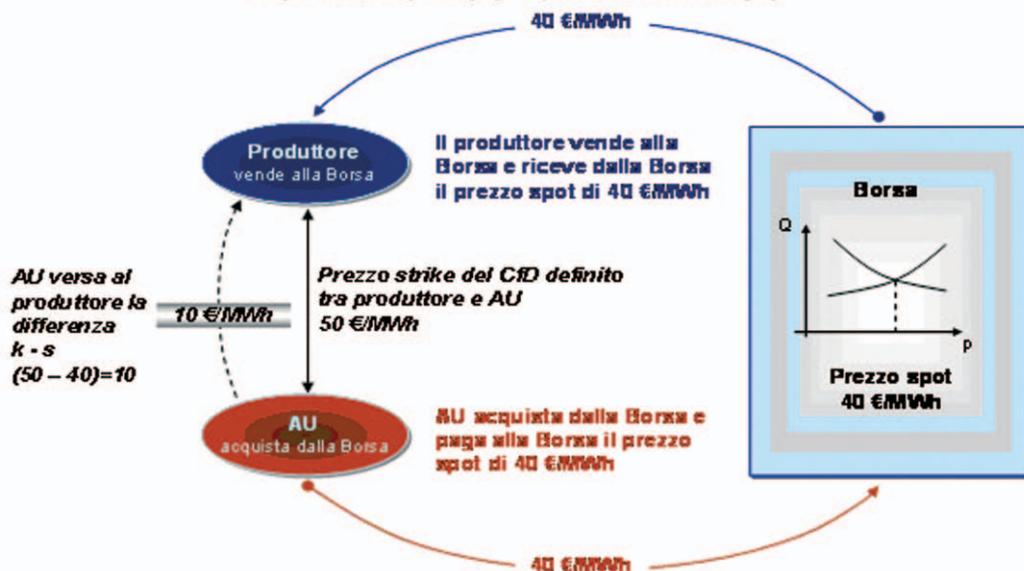
Contratti differenziali Vantaggi del CfD

- Ripartisce il rischio prezzo tra le parti (produttore e acquirente).
- Sovrappone alla Borsa (mercato a pronti) un mercato a termine consentendo la stabilizzazione dei prezzi/costi.
- Modifica la strategia di offerta in Borsa dell'operatore che ha sottoscritto un CfD (al fine di massimizzare il proprio margine il produttore titolare di CfD offre la propria produzione in Borsa ad un prezzo pari al costo marginale di produzione).

Contratti differenziali a due vie. Copertura del rischio prezzo: caso di prezzo spot (s) > prezzo strike (k)



Contratti differenziali a due vie. Copertura del rischio prezzo: caso di prezzo spot (s) < prezzo strike (k)

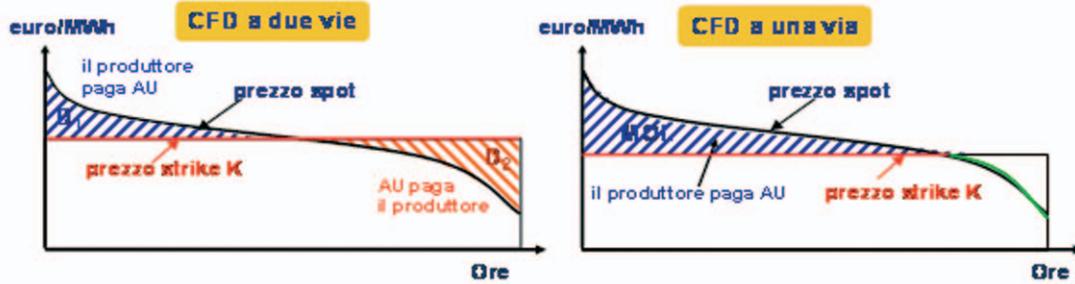


Contratti differenziali per bande di potenza Caratteristiche

- Per il 2005 sono stati introdotti nuovi tipi di contratti differenziali a una via per bande di potenza
- Con le aste concluse entro dicembre 2004 è stata assegnata una potenza di 16.725 MW per la copertura dal rischio di prezzo di oltre 100 TWh di energia

Argomenti	Caratteristiche	Motivazione
Prodotto	<ul style="list-style-type: none"> • Bande di potenza orizzontali per tutte le ore dell'anno con differenti prezzi strike 	<ul style="list-style-type: none"> • Riduce il potere di mercato • Comporta minore rischio per i produttori
Formula di prezzo	<ul style="list-style-type: none"> • Binomia: <ul style="list-style-type: none"> – fisso (premio) – variabile (strike) 	<ul style="list-style-type: none"> • Minore rischio per produttore
Tipologia di contratto	<ul style="list-style-type: none"> • Differenziale a una via attivato dal prezzo 	<ul style="list-style-type: none"> • Ripartizione più efficiente del rischio tra AU e produttore
Indicizzazione	<ul style="list-style-type: none"> • Opzionale a scelta del produttore • Differenziata per combustibile 	<ul style="list-style-type: none"> • Minore rischio per produttore

Differenze tra CFD a due vie e a una via



- Prezzo strike = valore medio atteso del prezzo spot tale da garantire l'uguaglianza $D_1 = D_2$
- Il prezzo strike copre sia i costi variabili che i costi fissi del produttore
- Il costo di acquisto per AU è esattamente il prezzo strike

- Prezzo strike = costo variabile del produttore
- AU riconosce un premio prefissato al produttore commisurato al margine operativo lordo atteso (MOL)
- Il produttore versa ad AU la differenza tra il prezzo spot s ed il prezzo strike k quando $s > k$
- Quando $s < k$ AU non versa alcuna differenza al produttore, ma acquista in Borsa al prezzo s
- Il costo di acquisto per AU è al massimo pari al prezzo strike aumentato del premio

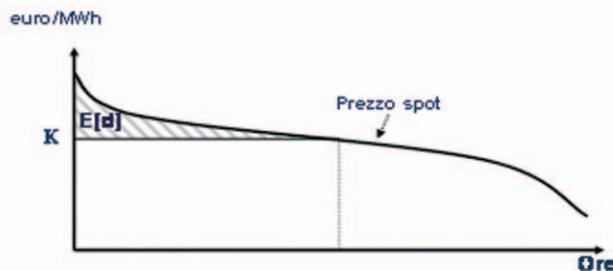
Gestione del rischio di prezzo da parte di AU

- Con contratti ad una via non è possibile realizzare, per tutte le ore dell'anno, una copertura perfetta, in quanto occorre scegliere un livello di copertura Q^* costante in tutte le ore dell'anno.
- Dato che il livello Q^* , contrattualizzato è uguale in tutte le ore dell'anno, si può verificare che la domanda effettiva Q_h nell'ora h , sia:
 - ✓ uguale a Q^* (copertura perfetta nell'ora h);
 - ✓ superiore a Q^* (sottocopertura nell'ora h);
 - ✓ inferiore a Q^* (sovracopertura nell'ora h).

Gestione del rischio di prezzo da parte di AU

Effetti economici per AU della sovracopertura

- La sovracopertura può essere conseguenza del passaggio dei clienti idonei al mercato libero.
- Quando si verifica sovracopertura l'Acquirente Unico si trova in possesso di un titolo il cui ricavo effettivo è pari a $d = s - k$ solo quando $d > 0$.



- Il valore del titolo (premio), per un soggetto neutrale al rischio, è il valore atteso del pagamento $E[d]$.
- Il risultato dell'operazione finanziaria è $d - E[d]$.
- Il possesso del titolo può produrre un **profitto** ($d > E[d]$) o una **perdita** ($d < E[d]$).

In caso di imprevisti passaggi al mercato libero, la componente fissa $E[d]$ non è una perdita netta, ma il costo di un'operazione finanziaria

Gestione del rischio di prezzo del combustibile

- Se il prezzo strike non viene indicizzato, il produttore sopporta interamente il rischio di prezzo del combustibile e in sede d'asta si cautela chiedendo una remunerazione comprensiva del costo di copertura.
- Se il prezzo strike venisse indicizzato ad un prefissato paniere di combustibili, unico per tutti, diverso da quello effettivamente utilizzato dal produttore, questi sarebbe solo parzialmente coperto dal rischio di prezzo del combustibile.
- Nell'ipotesi di un indice per ogni produttore calibrato sul proprio mix, si riduce la competizione tra produttori, in quanto si riduce l'interesse a presentare offerte per contratti indicizzati al paniere altrui.

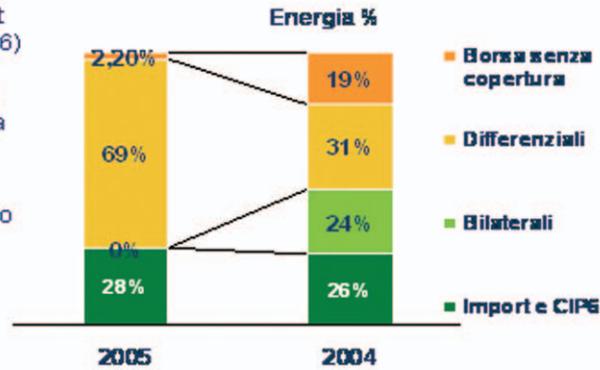
È più efficiente proporre contratti per bande di potenza differenti, indicizzati ognuno ad un singolo combustibile, in modo da lasciare ai produttori la scelta del mix che meglio si adatta al proprio mix di impianti

Portafoglio 2005 Confronto con il 2004

• Il fabbisogno del mercato vincolato previsto per il 2005 è pari a 157 TWh (142 TWh di consumi finali + 15 TWh di perdite fisiche) rispetto ai 167 TWh del 2004 (*)

• Rispetto al 2004:

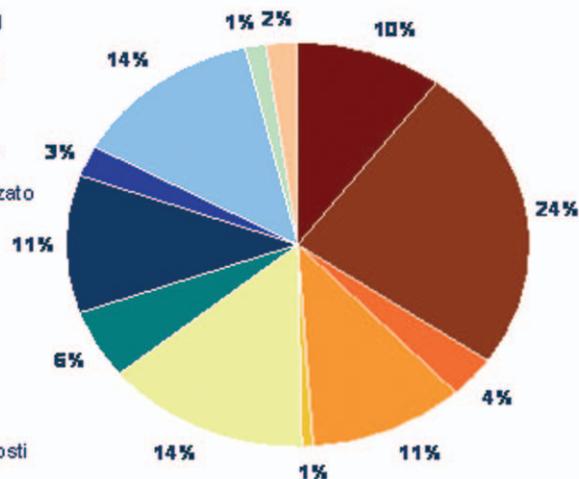
- lieve incremento del peso delle assegnazioni (import annuale e pluriennale, cip6) per effetto del mantenimento dell'import pluriennale che compensa la riduzione dell'import annuale;
- più che raddoppiato il peso dei contratti differenziali;
- azzeramento degli altri contratti bilaterali;
- peso molto ridotto degli acquisti in borsa senza coperture.



(*) preconsuntivo 2004

Portafoglio 2005 Indicizzazione del costo dei combustibili

- CFD Carbone con prezzo strike fisso sul carbone (38% del costo)
- CFD Gas-1 con prezzo strike indicizzato mensilmente sul gas (56% del costo)
- CFD Olio con prezzo strike indicizzato mensilmente su olio (59% del costo)
- CFD Gas-2 con prezzo strike Indicizzato mensilmente sul gas (61% del costo)
- CFD Picco con prezzo strike non indicizzato
- CFD acquisto in borsa se spot < strike (variabile)
- CFD a due vie con prezzo strike non indicizzato
- Import pluriennale indicizzato al CT
- Import annuale non indicizzato
- CIP6 non indicizzato
- Fonti rinnovabili ex D.lgs 387: mix dei costi
- Borsa senza copertura (variabile)



20 Uno sguardo panoramico in Europa e nel mondo

La complessità che accompagna il processo di liberalizzazione del settore elettrico ha influenzato la tempistica delle scelte ed ha alimentato le perplessità del decisore politico indipendentemente dalla longitudine e latitudine del paese governato ed anche dal grado di consolidamento della cultura del libero mercato. Il decisore politico sembra che misuri il successo della liberalizzazione in funzione delle variazioni dei parametri rilevanti, per la raccolta del consenso elettorale, che si potranno verificare nel tempo che intercorre dal momento della decisione fino alla scadenza del suo mandato.

Tra i parametri rilevanti di maggior diffusione e/o considerazione tra i decisori politici abbiamo individuato:

- riduzione dei prezzi in generale e/o per la tipologia di consumatori in “sofferenza”;
- protezione dei piccoli consumatori ed in particolare di quelli domestici in condizioni sfavorite;
- incremento attività finanziarie;
- eliminazione dei monopoli legali o di fatto nelle attività assoggettabili a concorrenza di prezzo.

A. L'approccio europeo

In questo filone si è ritenuto segnalare alcune situazioni che hanno caratterizzato il processo di liberalizzazione in alcuni paesi europei sin dall'avvio del dibattito come è il caso del Belgio e della Francia.

Il Consiglio della Regione di Bruxelles – Capitale ha approvato il 20 giugno, e ratificato dall'Esecutivo l'11 luglio 1991 (ne riferisce con dovizia di particolari il n.20, ottobre – novembre 1991, del periodico Bruxelles/TODAY in lingua Francese, con sintesi in inglese), una Ordinanza sociale che introduce il “diritto alla fornitura minima di elettricità” per i consumatori domestici con difficoltà di pagamento. L'Ordinanza prevede che l'utente domestico che non è in condizione di pagare la bolletta per il consumo dell'elettricità può chiedere alla società di distribuzione di entrare nel programma di tutela che prevede l'obbligo per l'impresa elettrica di installare a proprie spese un apparecchio che limiti a 4 ampere (circa 900 watt) la potenza massima assorbibile, la sospensione a tempo indeterminato della procedura di distacco della fornitura, la segnalazione del nominativo dell'utente al servizio locale di protezione ed assistenza sociale. Tale servizio verifica l'esistenza di condizioni economiche disagiate per prenderne “in carico” gli oneri per il mantenimento della fornitura minima od in casi diversi predispone il piano di rateizzazione degli importi arretrati che saranno versati dall'utente senza maggiorazione per il ritardato pagamento. Successivamente il Governo Belga estese a tutto il paese il contenuto dell'Ordinanza prevedendo in aggiunta la fornitura a spese dello Stato di 600 Kwh all'anno a favore dei cittadini disoccupati.

Un punto importante dell'affermazione del diritto all'energia è rappresentato dal rinnovo nel 1994 della Convenzione su povertà e precarietà tra lo Stato Francese, il Consiglio Nazionale delle Collettività Locali (assimilabile all'italiana Conferenza Stato – Regioni – Enti locali) e le imprese pubbliche nazionali Gas de France (GDF) ed Electricité de France (EDF). Infatti si assiste in tale occasione (vedasi l'ampio e documentato articolo del periodico Le journal del novembre 1994) ad una migliore finalizzazione della Convenzione, necessitata dalla riduzione dello stanziamento statale (vedasi tabella seguente), ed all'introduzione del diritto all'energia attribuendo a tutti i consumatori domestici con difficoltà di pagamento (ossia anche per coloro a cui tale condizione è solo occasionale) la facoltà di richiedere ed ottenere gratuitamente l'installazione di un apparecchio che limita la potenza assorbibile ad 1 Kw per evitare il distacco della fornitura e concordare una rateizzazione compatibile con le proprie disponibilità.

Tale Convenzione prevede la possibilità di finanziare tramite l'apposito fondo l'acquisto delle quantità minime necessarie di gas od elettricità a favore delle famiglie economicamente prive delle risorse finanziarie necessarie.

Evoluzione del Fondo d'aiuto agli utenti in condizioni disagiate. Importi in milioni di franchi.

Soggetto erogatore	1988	1993
Stato	42	10
Collettività Locali	15	20
EDF e GDF	10	20
Totale	67	50

Note: 1) Il numero delle famiglie aiutate è diminuito passando dalle 69000 del 1988 alle 51000 del 1993
2) Nel 1994 lo Stato s'impegnava ad inserire un meccanismo di incremento automatico per tutti i soggetti erogatori (non abbiamo potuto accertare che ciò sia avvenuto) in modo da adeguare il Fondo in ragione della dinamica dei consumi necessari per le famiglie.

B. La lezione degli Stati Uniti

Una testimonianza emblematica delle preoccupazioni che sottendono le scelte del decisore politico è fornita dal livello raggiunto dal processo di liberalizzazione del mercato elettrico nei 48 stati confinanti della Confederazione USA. Nella patria del libero mercato la liberalizzazione del settore elettrico è stata avviata con un indirizzo programmatico del 1994 che impegnava ciascuno Stato e la relativa autorità di regolazione ad emanare le leggi e le norme necessarie in base alla legislazione vigente nella propria area. Lo stato di avanzamento descritto nella relazione di P.L.Joskow (redatta a luglio 2004 per un convegno organizzato dal MIT-Massachusetts Institute of Technology) evidenziava che alla fine del 2003 la liberalizzazione:

- 1) era attiva in 16 stati ed 1 distretto;
- 2) era stata differita in 7 stati;
- 3) era stata sospesa in California;
- 4) non era stata ancora attivata in 24 stati.

Potremmo affermare che lo spessore e la complessità delle problematiche connesse ad una completa e regolata apertura del mercato elettrico, in grado di garantire benefici economici a tutti gli utenti e sicurezza nella continuità di fornitura del sistema, hanno grande rilevanza negli "interessi generali" che caratterizzano l'amministrazione pubblica in qualunque paese.

I black-out elettrici del 2003 verificatisi: a luglio nell'area di Londra e nella provincia di Barcellona; il 28 agosto in parte degli Stati Uniti e del Canada; e il 28 settembre in Italia, impongono una seria analisi di tutte le situazioni critiche, degli errori e degli effetti negativi per i consumatori che hanno caratterizzato lo sviluppo della liberalizzazione.

Appare sensato l'invito dell'esperto a tesaurizzare l'enorme bagaglio di esperienze e riflessioni accumulate nel mondo nell'ultimo quinquennio per poter adottare decisioni in grado di riaffermare la validità della scelta d'introdurre la concorrenza nel settore elettrico limitandola, laddove necessario, e/o neutralizzandone gli effetti indesiderati. In tale quadro vengono qui riferite in tre schede le esperienze di tutela dei piccoli consumatori adottate in alcuni Stati degli USA fruendo della relazione dell'Acquirente Unico tenuta a marzo 2005 nell'ambito del corso per il MASTER del SAFE (Sostenibilità Ambientale Fonti Energetiche) in collaborazione con l'Università di Roma.

TEXAS

Principio di liberalizzazione	Non è previsto l'obbligo, in capo al cliente finale, di scelta del fornitore: i clienti che non scelgono, o non trovano un fornitore, vengono assegnati d'ufficio al Fornitore d'ufficio.
Funzione di Fornitore d'ufficio	Obbligo ad erogare il servizio di fornitura ai clienti che non hanno stipulato un contratto con un fornitore comune, applicando a ciascuna categoria di clienti una specifica tariffa (Fornitore d'ufficio per i clienti a basso consumo; Fornitore d'emergenza per i grandi consumatori C&I), calcolata secondo il principio del price cap (tariffa precedente + inflazione –obiettivo di efficienza), per una durata almeno pari al periodo di transizione (dal 1/02 al 12/06), così come stabilito dalla legge di liberalizzazione SB-7.
Soggetto assegnatario	Distributore di zona. Fornitore comune, selezionato attraverso aste.
Soggetto che controlla	ERCOT (Gestore di Rete e di Mercato). PUCT (Autorità che sorveglia l'andamento dei prezzi e dello stato della concorrenza).
Caratteristiche	Il servizio di Fornitore d'ufficio è caratterizzato dall'assenza di barriere all'ingresso e all'uscita, sia di natura economica che amministrativa.

MASSACHUSETTS

Principio della liberalizzazione	Non è previsto l'obbligo, in capo al cliente finale, di scelta del fornitore: i clienti che non scelgono o non trovano un fornitore vengono assegnati d'ufficio al Fornitore d'ufficio.
Funzione di Fornitore d'ufficio	Obbligo di erogare il servizio di fornitura a tariffa, ai clienti che: 1) dopo il 1° marzo 1998 non hanno cambiato fornitore; 2) pur avendo cambiato fornitore, prima che siano trascorsi 120 giorni dal cambiamento, hanno fatto richiesta di essere serviti dal distributore di zona; 3) hanno basso reddito.
Funzione di Fornitore d'emergenza	Obbligo di erogare il servizio di fornitura a tariffa, ai clienti che non ricevono più il servizio dal fornitore da essi scelto.
Soggetto assegnatario	Distributore di zona, per entrambe le funzioni.
Soggetto che controlla	DTE (Autorità che sorveglia il processo di transizione e l'andamento della concorrenza nelle diverse categorie di clienti)
Caratteristiche	L'uscita dal servizio d'ufficio non ne permette il ritorno. In alternativa, è sempre possibile accedere al servizio di default, che viene offerto a differenti condizioni di prezzo, in assenza di qualsiasi tipo di barriera (economica e amministrativa).

OHIO

Principio della liberalizzazione	Il processo di liberalizzazione ha per oggetto la creazione di un mercato al dettaglio che offra la facoltà di scegliere un fornitore di servizi elettrici a tutti i clienti.
Funzione del Fornitore d'ufficio	Obbligo di erogare il servizio di fornitura a tariffa, a tutti i clienti che ne facciano richiesta. Il servizio permarrà anche dopo il periodo di transizione, ma muteranno le condizioni di fornitura.
Soggetto assegnatario	Distributore di zona
Soggetto che controlla	PUCO: Autorità di regolamentazione OCC: Rappresentante legale degli interessi dei clienti domestici presso la corte federale ed amministrativa
Caratteristiche	Non ci sono barriere all'entrata. È prevista una barriera all'uscita di natura amministrativa, ma solo per i clienti che accedono al servizio nel periodo estivo. L'apparizione dei aggregatori di domanda ha facilitato il passaggio del cliente domestico dal servizio di fornitura d'ufficio all'acquisto sul mercato, seppure in maniera indiretta.

21 La tutela generale dei piccoli consumatori nel mercato liberalizzato

A. Il contesto

L'attività di ricerca alla base del progetto sul ruolo dell'Acquirente Unico, per quanto abbisognevole di ulteriori approfondimenti, ha evidenziato la necessità di ridefinire (non solo per l'introduzione di una terminologia adatta alle logiche di mercato) e puntualizzare i contenuti degli obblighi di servizio pubblico che da parte di tutti (o quasi) gli addetti si afferma di voler preservare anche dopo la liberalizzazione. Ossia anche dopo l'introduzione della concorrenza e della libertà d'iniziativa imprenditoriale nelle due attività dell'industria elettrica prive dei caratteri di monopolio naturale o necessitato: la produzione di energia e la vendita all'ingrosso ed ai clienti finali.

Le norme della Unione Europea, che hanno dettato le regole dell'apertura del mercato, consentono di mantenere gli obblighi di servizio pubblico (caratteristici dei Paesi del sud continente) come omologhi o parte di quegli obblighi di servizio di interesse generale (caratteristici dei Paesi nord-europei) espressamente tutelati dal comma 2 dell'art. 90 del Trattato, che consente anche la limitazione della concorrenza. La tutela dei piccoli consumatori in generale e dei domestici in particolare è costantemente monitorata dalla Commissione Europea (vedasi la sintesi del quarto rapporto sull'andamento della liberalizzazione); tutela significativamente elevata al rango di obiettivo primario della fase di completa liberalizzazione con la Direttiva del giugno 2003, che ha dedicato all'argomento l'intero articolo 3 ed uno specifico allegato.

Il compito che ci viene prospettato è quindi quello di selezionare gli aspetti di ciascuna attività dell'industria elettrica, e delle interfacce tra attività a monopolio ed attività a concorrenza, che impongono la necessità di determinare nuove modalità di erogazione per riaffermare la tutela dei diversi contenuti degli obblighi di servizio pubblico presenti nella realtà italiana.

La struttura delle tariffe elettriche e la dinamica dei singoli valori che la compongono sono fattori che in molti paesi (soprattutto in quelli d'influenza culturale dell'Europa centro-meridionale) vengono ritenuti strumenti utili e necessari per consentire ad uno Stato non interventista di promuovere com-

portamenti delle imprese elettriche congruenti, od almeno non collidenti, con gli obiettivi energetici e macroeconomici del paese.

Purtroppo, negli ultimi anni gli interessi delle imprese elettriche, in particolare di quelle di cui lo Stato è azionista di riferimento, hanno prevalso sugli interessi economici della collettività determinando condizioni economiche e di fornitura sfavorevoli per i piccoli utenti oltre che pesanti limitazioni dei gradi di libertà attribuiti all’Autorità per l’energia elettrica e il gas dalla legge istitutiva n. 481 del 1995.

Questi provvedimenti rappresentano un tranciante fendente inferto alle aspettative riposte dai consumatori e dalle loro associazioni nel processo di liberalizzazione del settore elettrico, evento ritenuto, in quanto di origine soprannazionale, strumento valido per la delimitazione del confine tra sfera politica e sfera economica oltre che essenziale per l’affermazione della nuova figura dello Stato regolatore in sostituzione di quella ambigua di mente giuridica che disciplina e controlla il proprio braccio operativo.

B. Limiti della tutela tariffaria

La separata regolamentazione, tra le attività di produzione e vendita da un lato e le attività monopolistiche di gestione unificata del sistema oltre che di trasporto e distribuzione dall’altro, affidata ad una unica Autorità indipendente non rappresenta di per sé una garanzia di tutela implicita come è dimostrato dalle “voci” che si aggiungono alla tariffa correlata ai costi di trasporto e distribuzione.

Voci che sono la testimonianza di annose e infruttuose battaglie condotte dalla Federconsumatori, da sola e talvolta assieme ad altre associazioni (Adiconsum e Adoc in particolare), contro lo strapotere del monopolio Enel supportato dall’interesse del Governo di turno mirante a distribuire su una moltitudine di cittadini, con strumenti extra-fiscali, l’onere di finanziare interventi più o meno giustificabili a favore di alcune attività imprenditoriali. È oggettivamente arduo non attribuire il peso sopportato dagli utenti domestici per i cosiddetti oneri generali del sistema elettrico alle distorsioni introdotte dal decisore politico – sia esso Governo o Parlamento – nella attuazione delle scelte operative per la tutela di interessi economici generali del paese. Ci riferiamo in particolare agli oneri per la eliminazione della produzione elettrica da fonte nucleare, ai diversi sovrapprezzi incorporati in tariffa, ed agli oneri del famigerato provvedimento CIP6 del 1992 con cui sono stati concessi incentivi per la produzione di elettricità non solo da fonti rinnovabili ma anche da fonti convenzionali definite assimilabili alle rinnovabili in virtù dell’utilizzo di una tecnologia produttiva ad alto rendimento (di per sé, quindi, più profittevole di quella termoelettrica convenzionale).

Sommando a tali accadimenti le sperequazioni a danno dei piccoli consumatori intervenute nella prima fase di attuazione della liberalizzazione, di cui abbiamo riferito fruendo anche degli interventi dei vertici di AU, si può comprendere il perché appare opportuno escludere l’opzione dell’esclusivo strumento tariffario per la tutela del prezzo dell’energia per gli utenti domestici. Nel futuro mercato elettrico totalmente liberalizzato, dal lato della domanda, dal primo luglio 2007 appare ragionevole ed opportuno prevedere per la tutela delle famiglie di avvalersi di strumenti di mercato trasparenti e controllabili dai consumatori e dai loro rappresentanti.

Considerazioni finali

Il decreto legislativo n. 79 del marzo 1999 (il decreto Bersani) è la base per l'instaurazione della riforma strutturale del settore elettrico italiano. Per garantire gli interessi generali del paese, sin dall'avvio della implementazione del processo di riforma del sistema elettrico, il decreto Bersani ha, tra l'altro previsto l'obiettivo di realizzare il funzionamento ottimale del sistema in base ai criteri di indipendenza e neutralità rispetto ai soggetti portatori di interessi di parte, sebbene legittimi. A tal fine il decreto ha utilizzato un corposo ricorso a deleghe attuative cadenzate e definite con la metodologia del "work in progress" da attuare anche con il contributo dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas che presiede anche alle attività dei nuovi soggetti: il Gestore della rete di trasmissione nazionale (GRTN-società del Ministero del Tesoro), e le due società di cui è unico azionista: Gestore del mercato elettrico (GME) ed Acquirente Unico.

In sintesi l'Acquirente Unico (AU) previsto dal decreto Bersani:

- è il solo fornitore di energia per i clienti vincolati;
- stipula contratti di acquisto, anche a lungo termine, con procedure trasparenti e non discriminatorie;
- stipula contratti di vendita con i distributori a condizioni non discriminatorie anche per consentire l'applicazione della tariffa unica nazionale (ossia è un "fornitore standard") per i clienti vincolati e per tutti coloro che scelgono di restare nel mercato dei clienti vincolati;
- svolge funzioni di protezione del consumatore e di garanzia della fornitura di energia elettrica a prezzi accessibili.

Il ruolo dello AU deve essere esercitato in modo che sia congruente con l'attività di regolazione e controllo attribuita alla Autorità per l'energia elettrica e il gas dalla legge istitutiva (481 del 1995 e s.m.) e dal decreto Bersani al fine di:

- 4 garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza;
- 4 assicurare adeguati livelli di qualità dei servizi;
- 4 garantire la fruibilità e la diffusione dei servizi in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale;
- 4 un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, promuovendo la tutela di consumatori ed utenti;
- 4 un sistema tariffario che armonizzi gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti i diversi segmenti dell'industria elettrica con gli interessi generali del paese di carattere sociale, di tutela ambientale, di uso efficiente delle risorse.

L'aspettativa creatasi per la trasformazione è stata tradotta sinteticamente dai consumatori-utenti nella riaffermazione dei contenuti di servizio pubblico, nel miglioramento quantitativo e qualitativo della sua erogazione, nella "liberazione" del settore della bassa "cucina" della mediazione politica degli interessi e dei privilegi a scapito dei diritti dei cittadini e spesso anche degli interessi generali del paese.

Tale aspettativa è stata rafforzata nel corso degli anni dalle iniziative dell'Unione Europea(UE) per la fissazione di criteri guida, direttive, e standard per la sicurezza, l'accessibilità e la qualità dei servizi da garantire ai cittadini attribuendo a gli stessi la "funzione" di indicatore di massa inoppugnabile e trasparente del livello di coesione economica, sociale e territoriale.

È stata tale aspettativa che ha attivato reclami, considerazioni, proteste e richieste d'intervento rivolte dai consumatori alle loro associazioni determinando nei fatti il contesto e l'indirizzo dell'attività di ricerca sul ruolo dell'AU.

Gli approfondimenti di temi ed eventi sono stati selezionati e condotti per rispondere alla domanda dei consumatori volta ad ottenere la realizzazione pratica di quel moderno ed europeo "diritto all'energia" particolarmente rilevante per l'elettricità in ragione della sua non stoccabilità e dell'uso obbligato (perché privo di alternative) dell'elettricità per il soddisfacimento dei bisogni essenziali per la tutela della salute e dello standard di vita da garantire ai cittadini.

Il lavoro di ricerca ed analisi ha sottolineato l'esistenza sia dell'esigenza che della possibilità di coesistenza delle prestazioni di servizio pubblico universale da garantire ai consumatori di elettricità con l'attivazione di strumenti di tutela non solo commerciali e di rapporto contrattuale perché l'energia elettrica deve essere, anche in regime di totale liberalizzazione, necessariamente fornita fruendo di impianti ed aziende che operano in regime di monopolio naturale.

La complessità che in tutti i paesi del mondo caratterizza la regolamentazione della competizione e della concorrenza in un tessuto naturalmente monopolistico costituisce, indiscutibilmente, un'oggettiva ed insormontabile "barriera" posta sul cammino della partecipazione, della sorveglianza e dell'affermazione del ruolo (almeno di autotutela) dei piccoli consumatori nel mercato dell'energia elettrica.

Tale "barriera" nella fattispecie della situazione italiana è stata, con atti politici formali ed informali, ulteriormente elevata ed irrobustita probabilmente per consentire, al riparo da legittime ma indesiderate intrusioni, la tutela degli interessi dei grandi consumatori e delle imprese elettriche di proprietà o controllate dallo Stato centrale e dagli Enti Locali.

D'altronde le azioni della Autorità per l'energia, espresse a tutela dei consumatori, sono necessariamente affidate all'emanazione della disciplina di regolazione, nell'ambito definito dai gradi di libertà sanciti dal parlamento, ed al sanzionamento dei comportamenti imprenditoriali difformi dalla stessa garantendo, però, la libertà imprenditoriale per l'affermazione della concorrenza.

Sembra mancare, quindi, nel disegno del legislatore lo strumento di tutela dei consumatori atto a garantire i loro interessi con interventi in fase di "progettazione" della legislazione, e delle norme extra Autorità in genere, ma soprattutto con azioni svolte nell'agone del mercato in tempo reale sulla base di determinazioni e scelte operate in strategie di medio – lungo termine da un soggetto imprenditoriale che non operi con la finalità prioritaria di realizzare profitti ed utili.

Tale vuoto potrebbe, anche tenendo conto di quanto previsto dalla direttiva UE del 2003, essere utilmente colmato dall'Acquirente Unico ridefinendo ed ampliando la missione con cui, con inaccettabile ritardo, ha, con apprezzabili risultati, operato a partire dal 2004.

BIBLIOGRAFIA

Oltre alle leggi citate o riportate parzialmente nel testo, per il presente lavoro sono state consultate le seguenti fonti:

- Alcune ragioni della proposta di riforma del sistema elettrico italiano, di Luigi De Paoli, *Economia delle fonti di energia e dell'ambiente*, n. 1, 1997.
- Archivio storico Federconsumatori.
- Archivio news del GRTN disponibile all'url: <http://www.grtn.it>
- Atti parlamentari – Documentazione depositata nel corso dell'indagine conoscitiva delle Commissioni riunite, X Camera dei Deputati e X Senato della Repubblica, gennaio 1999.
- Atti parlamentari, pareri sullo schema di decreto legislativo concernente l'applicazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, X Commissione attività produttive, commercio e turismo, Camera dei Deputati, febbraio 1999.
- Atti parlamentari, pareri sullo schema di decreto legislativo concernente l'applicazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, X Commissione industria, Senato della Repubblica, febbraio 1999.
- CEE – Relazione della Commissione al Consiglio e al Parlamento Europeo sulla liberalizzazione dei mercati dell'energia, 7 aprile 1998.
- Commissione consultiva Ministero dell'industria del commercio e dell'artigianato, *Economia delle fonti di energia e dell'ambiente*, n. 1, 1997.
- Delibera n. 155 del 2002 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, disponibile all'url: <http://www.autorita.energia.it/docs/02/155-02.htm>
- *Economia delle fonti di energia e dell'ambiente*, n. 3, 1996.
- Elementi - rivista on line del GRTN, disponibile all'url: <http://www.grtn.it>
- Il settore elettrico: una breve descrizione, di Alberto Calvi, disponibile all'url: <http://www.ambientediritto.it/dottrina.htm>
- La liberalizzazione del mercato elettrico, Schema di decreto legislativo (art. 36 della Legge 128/1998), Camera dei Deputati – Senato della Repubblica – Servizio studi, XIII legislatura, dicembre 1998.
- La nuova disciplina del settore elettrico ed il quadro normativo di riferimento, di Guido Molinari, disponibile all'url: <http://www.diritto.it/articoli/amministrativo/molinari.htm>
- L'attuazione concreta del decreto Bersani sull'energia elettrica: il punto di vista dell' esercente, con particolare riferimento al riassetto delle attività di distribuzione, di Gigo Ciammachella, *Rassegna giuridica Energia Elettrica*, 1999.

- Nota CGIL, CISL, UIL e FNLE, FLAEI, UILSP per le audizioni delle commissioni parlamentari sullo schema di decreto legislativo, dicembre 1998, disponibile all'url: <http://www.cgil.fnle/servizi/archivio.html>
- Nota del Gestore del Mercato Elettrico del 09-02-2004 sul funzionamento del Mercato Elettrico, disponibile all'url: <http://www.gme.com>
- Nuove Regole per il Dispacciamento del GRTN del 29-01-2004, disponibile all'url: <http://www.grtn.it>
- Osservazioni e proposte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'attuazione della direttiva 96/92/CE per il mercato interno dell'energia elettrica, Delibera 127 del 21 ottobre 1998, disponibile all'url: http://www.autorita.energia.it/docs/index_pareri.htm
- Obblighi di servizio pubblico nei settori dell'elettricità e del gas in Italia, Rino Chiazzo, Rassegna Giuridica, Energia Elettrica, 2004.
- Parere AGCM su schema di decreto legislativo di attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, 5 novembre 1998, disponibile all'url: http://www.agcm.it/pareri_e_segna_lazioni.htm
- Relazione all'Assemblea Pubblica del Gruppo di Lavoro Energia del Partito dei Democratici di Sinistra, di Andrea Margheri, disponibile all'url: <http://www.dsonline.it>.
- Rischio "transizione continua" sulla liberalizzazione elettrica, Il sole 24 ore, 24 settembre 1998.
- Rivista dell'economia delle fonti di energia e dell'ambiente, n. 1, 1994.
- UE – Pubblicazioni della Direzione Generale Energia e Trasporti della Commissione.