

LA LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO

Le modifiche della struttura dell'offerta e lo sviluppo di nuovi operatori

Lo sviluppo della concorrenza a seguito delle dismissioni delle centrali dell'Enel

I quattro segmenti che costituiscono la filiera elettrica: generazione (produzione) di energia elettrica, trasmissione (trasporto sulla rete ad alta tensione), distribuzione (trasporto su reti a media e bassa tensione) e fornitura (consegna e vendita al consumatore finale) costituiscono i quattro distinti mercati rilevanti individuati dalla Commissione Europea per l'analisi delle posizioni concorrenziali nel settore.

Nel mercato della generazione il Gruppo Enel controlla circa il 75 per cento della potenza netta e il 77,4 per cento della produzione netta (Tav. 2.7). A dismissione avvenuta delle tre Genco, e con quote di mercato e di consumo invariate a quelle osservate alla fine dello scorso anno, l'operatore dominante rappresenterà oltre il 56 per cento della produzione nel 2001 (al netto degli autoconsumi; Fig. 2.1).

Tav. 2.7 IL MERCATO DELLA PRODUZIONE

Anno 2000; Produzione netta esclusa l'autoproduzione

	GWh	%
ENEL PRODUZIONE	125.204	53,1
ERGA	7.513	3,2
VALGEN	127	0,1
EUROGEN	22.471	9,5
ELETTROGEN	7.576	3,2
INTERPOWER	19.636	8,3
TOTALE GENCO	49.883	21,1
TOTALE GRUPPO ENEL	182.527	77,4
TOTALE GRUPPO 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 (NETTO AUTOCONSUMI)	235.928	100,0

La produzione dei Gruppi Edison e Sondel è al netto dell'autoproduzione.

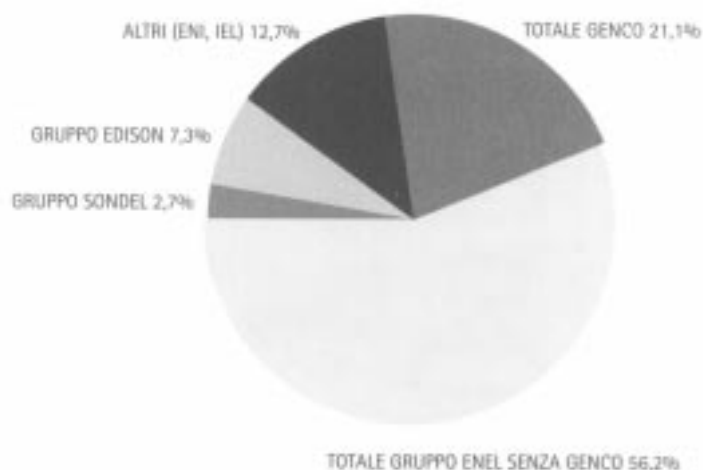
Fonte: Elaborazione su dati GRTN e bilanci delle imprese

**La dismissione
di Elettrogen**

Nel corso del 2000 è stata avviata la procedura per la cessione della prima delle società dell'Enel: Elettrogen. Dimostrazioni di interesse sono provenute da molti operatori nazionali ed esteri del settore, utenti industriali di grandi dimensione, banche e società finanziarie, per un totale di 27 società italiane e estere. In base ai criteri di prequalificazione stabiliti, ne sono state selezionate 8, che si sono successivamente ridotte a 7, dopo il ritiro di una società statunitense. Tali soggetti dovranno presentare una offerta vincolante entro il 15 giugno dell'anno in corso sulla base della quale verrà aggiudicata la società attraverso un meccanismo concorsuale.

La partecipazione degli operatori finanziari mostra un diffuso interesse verso le opportunità di reddito del settore che si aggiungono a quelle di mercato costituite dalla crescente domanda di consulenza finanziaria e di prestiti, legati sia ai collocamenti azionari, sia ai nuovi investimenti.

FIG. 2.1 QUOTE DI MERCATO NELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA
Anno 2000; composizione percentuale



**Le reti
di distribuzione**

Enel Distribuzione è proprietaria di oltre l'80 per cento della rete a media e bassa tensione. Nel corso del 2000 sono state completate le operazioni relative alla dismissione delle porzioni di rete di distribuzione dell'Enel in alcuni territori comunali. Allo scopo di razionalizzare la rete di distribuzione il dlgs. n. 79/99, art. 9, comma 3, prevede, infatti, il rilascio di una sola concessione di distribuzione per ciascun ambito comunale. Le cessioni sono state completate nei casi dei comuni di Trieste e Parma. Alla fine del 2000 e nei primi mesi del 2001 sono stati avviati i negoziati per la cessione della rete elettrica nei comuni di Torino, Milano, Roma, Verona, Torino, Modena e Brescia. Negli altri casi gli accordi sono in via di definizione o di trattativa. Le cessioni già completate hanno comportato per Enel Distribuzione una perdita di oltre 40.000 utenze, che è stata tuttavia bilanciata da un aumento di mezzo punto percentuale del numero totale di clienti rispetto all'anno precedente, che è passato a 29.840 mila.

**La costruzione
e l'allacciamento
di nuovi impianti**

Al 31 dicembre 2000 erano pervenute al Grtn richieste di connessione alla rete di trasmissione nazionale pari a 32.900 MW di potenza e richieste di studi preliminari di fattibilità delle connessioni stesse pari a 31.400 MW. Alla fine di marzo del 2001 le richieste avevano raggiunto i 77.000 MW. Il 95 per cento della potenza riguarda impianti di produzione termoelettrica (61.200 MW); per la costruzione e l'esercizio di 17.500 di questi è già stata presentata al Ministero dell'industria la domanda di autorizzazione. La distribuzione geografica delle richieste appare equamente distribuita tra le varie regioni del nord, centro e sud (isole comprese): rispettivamente 36,1, 30,2 e 33,7 per cento. Non tutte le richieste presentate si tradurranno in investimenti effettivi, in quanto esse rispondono spesso a esigenze cautelative. In alcuni casi, infatti, a un unico progetto di investimento corrispondono richieste di allacciamento in punti diversi della rete alternativi tra loro, in funzione dei tempi di ottenimento dell'allacciamento.

Mercato della vendita

Nel mercato della fornitura si distinguono vendite al mercato libero e vendite al mercato vincolato.

Nell'anno 2000 le vendite al mercato libero sono state pari circa 51 TWh (al netto degli autoconsumi). Poco meno della metà è stata coperta da Enel Trade seguita a grande distanza da Edison Energia S.p.A. e da LumEnergia Scrl, che hanno soddisfatto rispettivamente il 16 e 8 per cento circa del mercato (Tav. 2.8). I dati mettono in evidenza una tendenza dei clienti idonei a rivolgersi agli acquirenti grossisti per la fornitura di energia, piuttosto che approvvigionarsi direttamente. Per l'anno 2001 la quota di Enel Trade dovrebbe ridur-

si rispetto all'anno precedente, sia per la maggior pressione competitiva dei concorrenti, sia per la cessione, avvenuta tramite asta, dell'energia proveniente dagli impianti Cip 6/92. I concorrenti hanno acquistato circa il 50-60 per cento dell'energia messa all'asta (circa 35 TWh), contro il 40-50 per cento di Enel Trade.

Le quantità vendute ai clienti idonei comprendono anche energia acquistata all'estero per un totale di circa 23 TWh.

Gli operatori del mercato libero mostrano una diversa attenzione ai diversi segmenti di clientela, alcuni focalizzandosi sulla grande utenza industriale, altri sulle piccole e medie imprese che acquistano energia attraverso i consorzi. Si profilano pertanto differenti strategie di offerta nel mercato in funzione di opportunità del mercato di riferimento e delle competenze distintive delle imprese.

Nel mercato vincolato le quantità vendute sono state pari a circa 208 TWh, coperte largamente da Enel Distribuzione, che ha fornito circa il 92 per cento dei clienti vincolati, in lieve calo rispetto all'anno precedente (era il 92,8 per cento). La seconda impresa elettrica che opera nel segmento della distribuzione a livello locale controlla circa l'1,5 per cento delle vendite del mercato vincolato.

TAV. 28 VENDITE SUL MERCATO LIBERO PER OPERATORE NEL 2000

Incluse importazioni

OPERATORE DI MERCATO	ENERGIA VENDUTA GWh	QUOTE DI MERCATO %
ENEL TRADE S.P.A.	20.761	40,5
EDISON ENERGIA S.P.A.	8.109	15,8
LUMENERGIA SCRL	3.964	7,7
ELECTRAITALIA S.P.A.	2.020	3,9
ASM ENERGIA E AMBIENTE S.P.A.	1.764	3,4
DALMINE ENERGIE SRL	1.485	2,9
ENERGIA S.P.A.	1.369	2,7
ALTRE IMPRESE	4.026	7,9
TOTALE VENDITE INTERMEDIATE DA OPERATORI	43.498	85,0
VENDITE NON INTERMEDIATE DA OPERATORI ^(A)	7.702	15,0
TOTALE VENDITE AL MERCATO LIBERO	51.200	100,0

(A) Stima.

Gli assetti proprietari e organizzativi delle reti di trasmissione

L'assetto proprietario e organizzativo delle reti di trasmissione costituisce un aspetto rilevante della struttura concorrenziale dei mercati. Condizioni essenziali per lo sviluppo della concorrenza nella generazione e nella vendita di energia elettrica sono: a) le garanzie di accesso alla rete di trasmissione e di uso a condizioni non discriminatorie per tutti i soggetti economici interessati; b) la manutenzione e lo sviluppo della rete di trasmissione adeguati alle esigenze di copertura della domanda e di tutela dell'ambiente su tutto il territorio nazionale.

L'assetto organizzativo della rete di trasmissione nazionale in alta e altissima tensione, come definito in base al parere rilasciato dall'Autorità con la delibera 24 giugno 1999, n. 86/99, e al decreto ministeriale del 25 giugno 1999, emanato in forza del dlgs. n. 79/99, prevede l'affidamento della gestione alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. e il mantenimento della proprietà in capo ai preesistenti proprietari, tra cui è preponderante l'Enel S.p.A. attraverso la società Terna S.p.A..

Lo sviluppo del mercato elettrico italiano e la sua integrazione in quello europeo richiedono urgentemente un notevole sforzo di potenziamento della rete, specie delle interconnessioni con l'estero. L'assetto organizzativo prescelto per la gestione della rete di trasmissione nazionale si sta rivelando scarsamente adeguato ad affrontare questi compiti. Le operazioni di sviluppo della rete appaiono al momento bloccate e saranno probabilmente lente e difficili anche in futuro, a causa di tale divisione. Tali conseguenze erano peraltro prevedibili alla luce dell'esperienza statunitense, dove la costituzione di gestori indipendenti del sistema di trasmissione (*Independent System Operator*) e il mantenimento degli obblighi di manutenzione e lo sviluppo delle reti elettriche in capo ai proprietari delle stesse aveva già creato situazioni conflittuali e disconomie, e, per contro, dalle esperienze positive in tutti i paesi europei in cui proprietà e gestione della rete di trasmissione elettrica sono rimaste congiunte (Cfr. *Relazione Annuale* 1999).

Tali evidenze inducono a ritenere che un soggetto responsabile della gestione della rete di trasmissione che ne sia al contempo anche proprietario, e quindi abbia piena disponibilità delle infrastrutture, offra maggiori garanzie di neutralità, imparzialità, sicurezza e razionalità nell'esercizio, nella manutenzione e nello sviluppo della rete.

La riunificazione fra proprietà e gestione della rete nazionale, proposta avanzata anche dal Governo, da attuare attraverso lo scorporo della Terna S.p.A. — a cui oggi fa capo la proprietà e la manutenzione della rete — dall'Enel

S.p.A. e il suo ricongiungimento con la società Gestore della rete di trasmissione nazionale, potrebbe essere al riguardo risolutiva. Essa trova riscontro nella maggior parte dei sistemi elettrici europei (Tav. 2.9).

TAV. 2.9 ASSETTO ORGANIZZATIVO E PROPRIETARIO DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE IN ALCUNI PAESI EUROPEI

PAESE	NATURA GIURIDICA DEL GESTORE DELLA RETE
AUSTRIA	Verbundgesellschaft: proprietario e gestore unico della rete di trasmissione nazionale. Società a capitale pubblico al 51 per cento.
DANIMARCA	Éltra ed Élsom (consorzi di imprese) hanno la proprietà e gestione della trasmissione, rispettivamente, nella parte Ovest ed Est del paese. Éltra: capitale di proprietà distributori; Elkraft: capitale di proprietà della cooperativa e di produzione Élsom.
FINLANDIA	Fingrid: di proprietario e gestore unico della rete di trasmissione nazionale. Società indipendente a capitale misto. Dal gennaio 1998 controlla parte della EL-EX (la borsa elettrica scandinava).
FRANCIA	Consociata di EdF proprietaria e gestore unico nazionale della rete di trasmissione su concessione statale.
GERMANIA	Non esiste un gestore unico della rete a livello nazionale ma nove diversi proprietari e gestori coordinati da un consorzio.
INGHILTERRA E GALLES	National Grid: proprietario e gestore unico della rete di trasmissione nazionale. Società quotata ad azionariato diffuso.
OLANDA	TenneT: proprietario e gestore unico della rete di trasmissione nazionale. Entità giuridica separata a capitale pubblico al 50 per cento + golden share.
PORTOGALLO	Rede Electrico Nacional: proprietario e gestore unico della rete di trasmissione nazionale. Entità giuridica separata controllata dalla capogruppo EDP.
SPAGNA	Red Eléctrica de España: proprietario e gestore unico della rete di trasmissione nazionale. Entità giuridica separata al cui capitale possono partecipare i diversi operatori del sistema (quota max 25 per cento).
SVEZIA	Svensko Kraftnet: gestore della rete di trasmissione nazionale e del dispacciamento. Entità giuridica separata a capitale pubblico.

La nuova società, pienamente titolare della rete, potrà eventualmente essere a sua volta avviata a privatizzazione se questa sarà la decisione politica. Dal punto di vista dell'apertura del mercato l'unico requisito necessario è la sua effettiva indipendenza dagli utilizzatori della rete stessa, in particolare dalle società di generazione e la vendita.

Caratteristiche dei clienti idonei ed evoluzione dei riconoscimenti

Il dlgs. n. 79/99 definisce due categorie di clienti idonei per il mercato elettrico. La prima categoria, quella dei clienti idonei finali, include quei soggetti che acquistano energia per consumarla e si suddivide in due principali sotto-categorie: i soggetti che raggiungono la soglia di idoneità (20 GWh lo scorso anno) all'interno di un unico sito di consumo e quei soggetti che aggregano la domanda finale di più siti di consumo (ognuno superiore a 1 GWh) al fine del raggiungimento della soglia di idoneità, in ragione del fatto che tali componenti appartengono a una stessa società o consorzio o gruppo di imprese.

La seconda categoria di clienti idonei è quella che corrisponde ai soggetti che acquistano energia per rivenderla. Questi si dividono in distributori, cioè venditori di energia a clienti connessi a una rete di distribuzione di proprietà del venditore stesso, e grossisti, ossia soggetti che svolgono un'attività puramente commerciale.

I clienti idonei facenti capo alle suddette categorie, dopo avere ottenuto il riconoscimento della qualifica da parte dell'Autorità, vengono inclusi in un elenco dei clienti idonei istituito dalla delibera 30 giugno 1999, n. 91/99, consultabile presso il sito Internet dell'Autorità e aggiornato settimanalmente.

I clienti idonei finali

L'analisi dei dati relativi all'evoluzione dei riconoscimenti dei clienti idonei finali nel corso dei dodici mesi terminanti nell'aprile 2001 permette di ottenere alcune utili informazioni riguardanti il processo di apertura del mercato elettrico.

In primo luogo, la quantità di energia consumata passa da circa 76,5 TWh a circa 95,5 TWh¹, con un incremento del 25 per cento, con un grado di apertura che passa dal 28,6 al 35,7 per cento del mercato finale (Tav. 2.10).

¹ Questi dati fanno ancora riferimento, in gran parte, a consumi effettuati nel 1999; pertanto sono confrontati con i dati complessivi relativi al mercato in quello stesso anno.

TAV. 2.10 ANDAMENTO DEI CONSUMI FACENTI CAPO AI CLIENTI IDONEI

TWh

TIPOLOGIA DI CLIENTE IDONEO	APRILE 2001	APRILE 2000	VARIAZIONE %
SOGGETTI MONOSITO	58,1	55,6	5
SOGGETTI AGGREGATI	37,4	20,9	79
TOTALE	95,5	76,5	25

I soggetti idonei in un unico sito del territorio nazionale passano da 518 a 601 unità (+16 per cento), con consumi che crescono in misura inferiore (+5 per cento). Ciò riflette il fatto che, già lo scorso anno, una larga maggioranza dei grandi consumatori elettrici aveva provveduto a ottenere il riconoscimento della qualifica (Tav. 2.11).

TAV. 2.11 ANDAMENTO DEL NUMERO DI RICONOSCIMENTI DI CLIENTI IDONEI

TIPOLOGIA DI CLIENTE IDONEO	APRILE 2001	APRILE 2000	VARIAZIONE %
SOGGETTI MONOSITO	601	518	16
SOGGETTI AGGREGATI	468	184	154
TOTALE	1.069	702	52

Molto diversi sono i risultati per quanto riguarda i soggetti aggregati (consorzi, gruppi, ecc.). In questo caso è sensibile l'aumento dei consumi e, più ancora, del numero di siti riconosciuti come idonei. Infatti il numero di siti idonei facenti capo a questa categoria di soggetti è passato da 3.069 a 7.605 (+148 per cento; Tav. 2.12), per un mercato finale che è aumentato da 20,9 TWh a 37,4 TWh (+79 per cento).

L'aumento di circa 7 punti percentuali della quota di apertura del mercato nell'ultimo anno è da attribuire per un solo punto alla domanda dei soggetti mono-sito e per i restanti 6 punti alla domanda dei soggetti aggregati.

TAV. 2.12 ANDAMENTO DEL NUMERO DI SITI DI CONSUMO FACENTI CAPO AI CLIENTI IDONEI

TIPOLOGIA DI CLIENTE IDONEO	APRILE 2001	APRILE 2000	VARIAZIONE %
SOGGETTI MONOSITO	601	518	16
SOGGETTI AGGREGATI	7.004	2.551	175
TOTALE	7.605	3.069	148

La distribuzione geografica dei riconoscimenti di idoneità evidenzia come, nel corso degli ultimi dodici mesi, il consumo dei clienti idonei abbia presentato una crescita abbastanza omogenea, anche se, in termini assoluti, la maggior parte del mercato libero è localizzata nelle aree settentrionali. (Tav. 2.13)

A fronte di un consumo complessivo di clienti idonei a fine 2000 pari a 80 TWh (al netto degli autoconsumi), le vendite di energia elettrica nello stesso periodo sono state pari a circa 50 TWh; è pertanto possibile stimare un deficit strutturale tra domanda e offerta di energia pari a 30 TWh.

TAV. 2.13 RIPARTIZIONE TERRITORIALE DEI SOGGETTI RICONOSCIUTI IDONEI

AREA	PUNTI DI PRELIEVO DEI CLIENTI IDONEI		CONSUMO ANNUO DEI CLIENTI IDONEI TWh	
	Aprile 2001	Aprile 2000	Aprile 2001	Aprile 2000
NORD-OVEST	3.307	1.320	33,7	29,6
NORD-EST	2.450	1.055	23,9	18,3
CENTRO	1.392	541	17,1	11,7
SUD	456	153	20,9	16,9
TOTALE	7.605	3.069	95,5	76,5

Grossisti e distributori

Al termine dello scorso anno, 93 soggetti avevano ottenuto l'inserimento nell'elenco dei clienti idonei in qualità di acquirenti grossisti o distributori, contro 26 alla fine del 1999.

Di questi operatori aventi il ruolo di intermediari del mercato elettrico la maggior parte, 85 soggetti, è rappresentata da acquirenti grossisti, mentre solo 8 sono i soggetti riconosciuti in qualità di distributore².

Tra i grossisti sono presenti un numero non trascurabile di soggetti esteri (28 società, 6 delle quali provengono dall'esterno dell'Ue).

TAV. 2.14 COMPOSIZIONE DEI CLIENTI IDONEI "GROSSISTI" E "DISTRIBUTORI"

NAZIONALITÀ	NUMERO DI CLIENTI IDONEI		
	GROSSISTI	DISTRIBUTORI	TOTALE
SOCIETÀ ITALIANE	57	8	65
SOCIETÀ ESTERE	28	-	28
TOTALE	85	8	93

Nell'anno 2000, peraltro, solo 31 tra i soggetti sopra descritti hanno effettivamente proceduto alla consegna di energia elettrica a clienti idonei finali, per una quantità totale di energia pari a 43,7 TWh, quasi totalmente servita da grossisti (99 per cento del totale dell'energia consegnata) su un numero di siti di consumo pari a 4.750. Di questa energia una quota pari a 2,9 TWh è stata oggetto di scambio tra grossisti prima di giungere al mercato finale.

Il mercato di consumo sottostante ai siti di consumo che hanno sottoscritto contratti fornitura con acquirenti grossisti nel corso dello scorso anno, risulta pari a circa 54 TWh (dati 1999). Questo valore, relativo a consumi, si discosta dal quantitativo di energia consegnata (Tav. 2.8) per due motivi:

- gran parte delle forniture hanno avuto inizio dopo l'1 gennaio 2000;
- nella stima del mercato di consumo servito dagli acquirenti grossisti è inclusa anche una quota di energia autoprodotta all'interno dei siti di consumo (pari a circa 4 TWh).

2 Il dlgs. n. 79/99 impone ai principali distributori di costituire società separate per l'esercizio di attività di *trading*.

Primi risultati dell'indagine sui clienti idonei

L'avvio della liberalizzazione del settore elettrico italiano è destinato a produrre effetti rilevanti sulla competitività e sull'assetto organizzativo delle imprese italiane. Risparmi sono attesi sul fronte dei costi, ma si profilano anche cambiamenti della struttura organizzativa delle imprese e la nascita di nuove figure professionali.

Al fine di seguire attentamente l'evoluzione del settore e valutare l'impatto microeconomico sulle imprese che utilizzano energia elettrica, l'Autorità ha avviato alla fine del 2000 una ricerca sugli effetti della liberalizzazione dei soggetti che già dispongono della facoltà di approvvigionarsi di energia elettrica sul mercato libero (*Indagine sulle caratteristiche strutturali dei clienti idonei*). L'indagine è stata rivolta a 470 imprese per un totale di 840 siti, quali risultavano nella banca dati costituita presso l'Autorità alla fine del mese di novembre dello stesso anno. Sono stati presi in considerazione aspetti strutturali (dimensione, specializzazione settoriale, consumi elettrici dei clienti idonei), organizzativi (modalità di gestione delle risorse energetiche), prospettici (aspettative dei clienti idonei e intenzioni di comportamento a fronte delle politiche commerciali dei produttori).

Hanno risposto al questionario inviato oltre 250 imprese per un totale di circa 500 siti, oltre il 53 per cento delle imprese e il 60 per cento dei siti. Le imprese sono state invitate a rispondere ai questionari non in forza di un obbligo di legge, ma in virtù della spontanea condivisione di un progetto di ricerca i cui primi risultati intermedi vengono presentati di seguito.

L'indagine si è rivolta ai soggetti idonei rappresentati da clienti finali e ha tralasciato per l'anno 2000 i soggetti aggregati come i consorzi che raggruppano imprese di dimensione più piccola.

Dalle prime risposte elaborate, relative a 90 questionari compilati, emerge in generale il quadro di un settore che deve ancora esprimere ampie possibilità di sviluppo, come testimoniano il basso dinamismo degli operatori, la scarsa innovatività delle soluzioni contrattuali proposte e la insufficiente adeguatezza quantitativa dell'offerta. Mediamente i clienti sono stati contattati da 3 a 4 fornitori, ma la varianza del campione è elevata, indicando che alcune imprese hanno ricevuto proposte da oltre 6 operatori, mentre altre non sono state contattate dal venditore (grossista) appartenente allo stesso gruppo societario del fornitore nel regime vincolato.

Gran parte dei clienti idonei, che complessivamente rappresentano la domanda potenziale di energia libera (in quanto richiedono il riconoscimento dello *status* di idoneità), ha acquistato energia elettrica sul mercato libero. Si può pertanto affermare che la richiesta di idoneità prelude in quasi la totalità dei casi

all'acquisto nel mercato libero in quanto è quasi sempre motivata da un contratto in fase di negoziazione. Alcune circostanze contingenti – spesso l'indisponibilità di energia – possono far rimandare di alcuni mesi l'acquisto effettivo. I casi in cui il cliente è rimasto con il fornitore precedente senza ridefinire il contratto (il 10-15 per cento dei rispondenti nell'anno 2000) si spiegano in prevalenza con la mancanza di offerte *tout court* o di offerte vantaggiose o più semplicemente con la posticipazione all'anno 2001 della stipula di un nuovo contratto. Tra i motivi che spingono a cambiare il proprio fornitore o a ridefinire il contratto con il precedente, vi è soprattutto la ricerca di prezzi più contenuti e, al secondo posto, la ricerca di una maggiore flessibilità contrattuale in termini di corrispettivi modulati per le specifiche esigenze produttive delle imprese. Tra i clienti che acquistano sul mercato libero, il 27-31 per cento si rivolge al fornitore dello stesso gruppo cui partecipa anche il distributore da cui acquistava energia a tariffa nell'anno precedente. Una proporzione minore di rispondenti indica, tra i motivi che hanno spinto a rivolgersi ad un nuovo fornitore assieme alle ragioni di costo e di flessibilità, anche la ricerca di migliori garanzie di qualità, con riferimento in particolare alla continuità del servizio.

Ai fini della verifica delle condizioni contrattuali concordate e della specifica delle esigenze qualitative, le imprese necessitano di appositi dispositivi per la misura della qualità. A tale scopo la domanda rivolta a censire l'installazione di appositi dispositivi di misura ha fatto emergere che solo il 15-20 per cento dei rispondenti dichiara di aver installato uno strumento per la misura della qualità della fornitura nei diversi siti di produzione. Da parte delle imprese di distribuzione non vi sono state proposte contrattuali volte a elevare gli standard qualitativi.

Per il campione di risposte elaborate, l'incidenza media del costo di approvvigionamento di energia elettrica sul fatturato a livello di impresa è del 9-10 per cento. Si tratta di una percentuale significativa se rapportata con il dato medio manifatturiero (circa il 2 per cento). L'incidenza varia in funzione del settore di appartenenza e dei processi produttivi utilizzati, ma in generale connota un'attenta gestione dell'approvvigionamento energetico. Oltre il 55 per cento dei rispondenti corrisponde alla figura professionale dell'*energy manager*, che gestisce tutti gli aspetti tecnici e commerciali legati all'approvvigionamento, ma anche alla gestione efficiente delle risorse energetiche. Tale figura è alle dirette dipendenze del direttore generale o dell'amministratore delegato.

L'organizzazione del mercato dei servizi ancillari in alcuni paesi

Servizi ancillari

I servizi ancillari includono tutti i servizi che si rendono necessari nel momento in cui l'energia elettrica viene immessa in rete. La loro natura ausiliaria è quindi da intendersi nel senso della complementarità³. Per tale ragione essi vengono spesso denominati con il termine di servizi di riserva. Nei diversi sistemi elettrici nazionali tali servizi possono essere offerti in via amministrativa, generalmente dal gestore della rete di trasmissione, o scambiati attraverso un meccanismo di mercato.

Si descrive, qui di seguito, sinteticamente la definizione dei servizi ancillari e la loro valorizzazione in alcuni mercati elettrici esteri: *NordPool* (Norvegia e Svezia), Regno Unito, Spagna e due mercati all'ingrosso negli Stati Uniti (CalPx: *California Power Exchange* e PJM: Pennsylvania, New Jersey, Maryland).

In tutti i casi considerati i servizi relativi alla regolazione primaria di frequenza vengono richiesti in forma obbligatoria e sono remunerati solo in alcuni sistemi (*NordPool* e Pool inglese). I servizi ancillari relativi alla regolazione secondaria e terziaria di frequenza sono invece in tutti i casi considerati come resi in forma facoltativa e remunerati attraverso un meccanismo d'asta gestito dal gestore della rete.

Per quanto riguarda i servizi ancillari relativi alla regolazione di tensione, in nessuno dei casi esaminati è stato previsto un meccanismo d'asta; i servizi sono considerati di carattere obbligatorio e sono resi, entro certi limiti, a titolo gratuito. Per il servizio di riaccensione sono invece previsti contratti bilaterali con il gestore della rete.

3 Per la definizione dei servizi ancillari si veda il *Glossario*.

In Inghilterra e Galles, prima che fosse avviato il nuovo *New Electricity Trading Agreement (Neta)* a fine marzo 2001, il prezzo di equilibrio del Pool era calcolato come un prezzo marginale del sistema (*System Marginal Price, SMP*). A tale prezzo si aggiungeva un corrispettivo denominato *Capacity Element (CE)* che remunerava la disponibilità di capacità produttiva in funzione della stima della sua scarsità. La somma del SMP e del CE costituiva il *Pool Purchase Price (PPP)*, corrisposto ai generatori. I consumatori pagavano invece il *Pool Selling Price*, pari al prezzo PPP pagato ai generatori, più un'ulteriore componente, denominata *Uplift*, nei periodi di picco. Tale componente copriva i costi di produzione degli impianti chiamati a produrre dopo che si era stabilito l'ordine di merito. Essa remunerava pertanto gli investimenti in impianti che soddisfano la domanda di punta. Nel sistema inglese, quindi, i costi delle congestioni e dei servizi ancillari erano trasferiti sui consumatori finali.

In Spagna la riserva rotante primaria costituisce un servizio obbligatorio. Entro il 31 ottobre di ogni anno il gestore della rete stabilisce i requisiti tecnici del servizio. La riserva rotante secondaria è un servizio facoltativo e retribuito. Tale servizio è offerto dalle unità di produzione che fanno parte di una "zona di regolazione" (ossia gruppi di unità di produzione capaci di fornire regolazione secondaria attraverso un sistema di Controllo Automatico di Generazione). Il gestore della rete stabilisce per ogni giorno e periodo orario del giorno successivo la riserva secondaria necessaria per garantire l'affidabilità del sistema, definendo una quantità di potenza in aumento e una in diminuzione per ogni zona di regolazione, nonché il massimo e il minimo della banda di regolazione per ogni offerta. Le quantità stimate sono funzione dell'indeterminazione statistica della domanda e dell'indisponibilità probabile attesa delle unità di produzione in base alla potenza e alla tipologia dei gruppi.

I produttori presentano, per ogni unità di produzione, una o più offerte per ogni ora del giorno successivo, indicando:

- potenza di variazione in aumento (MW);
- potenza di variazione in diminuzione (MW);
- prezzo della banda offerta (PTA/kW);
- massima variazione di energia rispetto al prezzo del mercato giornaliero (programma fattibile provvisorio);
- opzione di indivisibilità delle offerte.

Una volta ricevute le offerte, il gestore della rete compila una graduatoria di merito per la chiamata in funzione. Ogni generatore che partecipa al mercato viene retribuito sia per la banda di potenza resa disponibile, indipendentemente dal suo utilizzo, sia per l'energia di regolazione secondaria effettivamente richiesta. La retribuzione della banda di potenza messa a disposizio-

ne si effettua al prezzo marginale orario, che corrisponde al prezzo dell'ultima offerta accettata. L'energia di regolazione secondaria effettivamente fornita si valuta al prezzo marginale dell'energia di regolazione terziaria in aumento o in diminuzione che interviene in sua sostituzione (vedi oltre). Il costo per la remunerazione della potenza viene distribuito su tutti i consumatori in proporzione all'energia assegnata nel programma orario operativo e sui produttori delle zone deficitarie in potenza di regolazione.

Per la regolazione terziaria la procedura seguita è analoga a quella per la regolazione secondaria. Le offerte vengono presentate con lo stesso formato. I servizi ancillari vengono retribuiti per la sola energia effettivamente richiesta, valorizzata ai prezzi marginali orari, distinguendo tra energia in aumento ed energia in diminuzione.

Nel NordPool i servizi ancillari sono resi in parte sulla base di obblighi contrattuali (contratti bilaterali tra produttori e gestore della rete) e, in parte, come servizi volontari offerti su uno specifico mercato. Vale ricordare che il parco elettrico norvegese è composto totalmente da impianti idroelettrici che rendono la definizione dei servizi ancillari assai diversa che nel caso di impianti termoelettrici. Nel sistema svedese si distinguono tre livelli di riserva:

- *Momentary Active Disturbance Reserves*: impianti controllati automaticamente, in grado di variare la produzione entro 30 secondi;
- *Rapid Active Disturbance Reserves*: impianti la cui potenza generata può essere regolata entro 15 minuti, al fine di ristabilire le *Momentary Active Disturbance Reserves* utilizzate;
- *Slow Active Disturbance Reserves*: impianti la cui potenza generata può essere regolata entro 4 ore, al fine di ristabilire le *Rapid Active Disturbance Reserves* utilizzate.

I servizi ancillari per la regolazione di tensione vengono remunerati, ma solo in Norvegia, quando la regolazione manuale del reattivo assume valori al di fuori dell'intervallo $-0,2 < \tan\phi < 0,4$ con un corrispettivo di 20 corone norvegesi per MVarh. Il servizio di *black start*, fornito solo dagli impianti termoelettrici svedesi, non è remunerato.

Il caso statunitense: California e PJM

Negli USA una prima definizione dei servizi ancillari e alcune indicazioni per la loro valorizzazione sono contenute in un regolamento del 1998 (Order 888) emesso dalla *Federal Energy Regulatory Commission* (Ferc). Essi vengono definiti come "servizi necessari al supporto della trasmissione di energia elettrica dal venditore all'acquirente, dati gli obblighi delle aree di controllo e delle società di trasmissione di mantenere l'affidabilità del sistema di interconnessione". La valorizzazione prevista di tali servizi si basa sul principio del costo,

ma non tutti gli Stati hanno seguito questa indicazione.

In California il bilanciamento di sistema ricade sotto la responsabilità del gestore della rete (Cal-Iso) che gestisce un mercato basato su offerte di aggiustamento un'ora prima. Il Cal-Iso può anche utilizzare i servizi ancillari per bilanciare il sistema se questi sono offerti a un prezzo inferiore a quello delle offerte di aggiustamento. Un prezzo *ex post* viene determinato per ogni periodo di consegna per regolare le deviazioni dalle quantità programmate nel mercato *day-ahead*.

Negli stati del nord-est degli Stati Uniti la gestione dei servizi ancillari è di competenza del gestore della rete (PJM) che ripartisce il loro costo su tutti gli operatori in proporzione del grado di utilizzo della rete (sistema amministrativo). Tutti gli acquirenti pagano un corrispettivo a copertura dei servizi ancillari e delle perdite di rete.