

ENEA **Rapporto
Energia
e Ambiente 2000**

**La Borsa
dell'Energia
Elettrica**



Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente

Studio commissionato a Nomisma dall'ENEA nell'ambito del Rapporto Energia e Ambiente 2000.

A cura di Roberto Fazioli con il contributo di:

Barbara Antonioli

Massimo Beccarello

Barbara Da Rin

Indice

INTRODUZIONE	7
PARTE PRIMA	
L'introduzione dell'istituto della Borsa dell'Energia Elettrica nei processi di liberalizzazione dei mercati elettrici europei	9
<i>Capitolo 1 - Caratteristiche strutturali del nuovo mercato elettrico italiano secondo le disposizioni del decreto legislativo 79 del 31 marzo 1999</i>	<i>11</i>
1.1 Produzione ed importazione.....	11
1.2 Trasmissione e dispacciamento.....	12
<i>Capitolo 2 - Modello Pool per il settore elettrico</i>	<i>15</i>
<i>Capitolo 3 - La Borsa dell'Energia Elettrica: aspetti caratterizzanti.....</i>	<i>17</i>
3.1 Introduzione	17
3.2 Borsa elettrica giornaliera	20
3.3 Borsa elettrica infragiornaliera	21
3.4 Confronto fra il modello di mercato tradizionale e quello imperiato sulla Borsa EE	21
3.5 La formazione dei prezzi spot e forward nella Borsa EE.....	22
3.6 La contrattazione dei servizi ancillari nella Borsa EE	24
3.7 Servizi di modulazione e di capacità di riserva	25

PARTE SECONDA

Le esperienze internazionali	27
<i>Capitolo 4 - L'esperienza spagnola</i>	31
4.1 Introduzione	31
4.2 Operatori di mercato	32
4.3 Organi istituzionali	33
4.4 Struttura del mercato	36
4.5 Sequenza delle sessioni del mercato di produzione di energia elettrica	37
4.6 Mercato giornaliero	38
4.7 Gestione delle congestioni di rete	41
4.8 Mercato infragiornaliero	42
4.9 Contratti bilaterali	44
4.10 Gestione tecnica	45
4.11 Valutazione del prezzo dell'energia	46
<i>Capitolo 5 - L'esperienza Inglese</i>	49
5.1 Introduzione	49
5.2 Principali caratteristiche del Pool	50
5.3 Day Ahead Market	51
5.4 Il processo di bilanciamento	55
5.5 Vincoli di trasmissione e perdite	55
5.6 Andamento dei prezzi	56
5.7 Principali punti critici del Pool	57
<i>Capitolo 6 - Nord Pool</i>	61
6.1 Introduzione	61
6.2 La situazione del mercato energetico nordico: dalla vecchia struttura al Nord Pool	62
6.3 La struttura del Nord Pool	65
6.4 Organizzazione	66
6.5 La composizione dei prezzi	68
6.6 Il mercato spot (Elspot)	69
6.7 La determinazione del prezzo di sistema	69
6.8 Il mercato finanziario dell'energia	72
6.9 I contratti bilaterali	74
6.10 La funzione di compensazione del Nord Pool	74
6.11 Partecipanti	75
6.12 Osservazioni	77

<i>Capitolo 7 - L'esperienza californiana</i>	79
7.1 Introduzione	79
7.2 Organi istituzionali	79
7.3 Operatori di mercato	81
7.4 Struttura del mercato	81
7.5 Day Ahead Market	82
7.6 Day Of Market	83
7.7 La determinazione del Market Clearing Price	84
7.8 Block forward market	84
7.9 Real Time Market	84
CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE	85

Introduzione

Il decreto legislativo 79 del 1999 recepisce la direttiva 96/92/CE recante "Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica". Con questo provvedimento il Governo italiano ha avviato il processo di trasformazione dell'industria elettrica italiana e la creazione di un vero mercato elettrico.

Gli elementi principali del nuovo assetto industriale ruotano attorno alle figure previste dal nuovo quadro amministrativo del settore, che sono rispettivamente:

- l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, istituita con la L. 481/95;
- l'ENEL SpA, oggetto di separazione contabile amministrativa delle attività di filiera ed in particolare mediante la creazione del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN), che svolge in regime di concessione le attività di trasmissione e dispacciamento;
- l'Acquirente Unico, che ha il compito di gestire i contratti di fornitura di energia al fine di garantire la disponibilità e la fornitura dei clienti vincolati;
- il Gestore del Mercato.

L'analisi comparata dei mercati dell'energia elettrica, obiettivo di questa ricerca, intende fornire degli spunti di analisi basati sull'esperienza di altri paesi al fine di delineare dei criteri guida per la riorganizzazione del mercato elettrico italiano. L'insieme di norme e assetti degli scambi di energia saranno affidati, nella fase costitutiva, al Gestore del Mercato il quale, entro un anno dalla propria costituzione, dovrà provvedere a delineare la nuova disciplina, che sarà approvata dal Ministero dell'Industria, previa audizione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

La riorganizzazione del futuro mercato elettrico passa necessariamente attraverso l'introduzione della Borsa dell'Energia Elettrica che, nel processo di liberalizzazione dei mercati in atto in Europa, ha il fine di incrementare il grado di concorrenza nei mercati. L'incremento del margine di competitività dovrebbe condurre a miglioramenti in termini di efficienza allocativa, conseguenti al confronto diretto delle volontà di domanda-consumo e offerta-generazione di energia elettrica.

Si tratta, quindi, di un progetto che rientra nelle più generali scelte di *policy* comunitaria e nazionale, volte a riformare e ri-regolamentare settori economici tradizionalmente considerati dei monopoli naturali in direzione dell'applicazione dei principi e delle regole propri dei mercati concorrenziali.

La specificità dell'oggetto delle transazioni economiche in oggetto - flussi di energia elettrica - e l'impossibilità di effettuare stoccaggi di energia elettrica impongono la messa a punto di un articolato e complesso sistema di regole, istituzioni e mercati al fine di rendere efficiente, affidabile e credibile l'introduzione della logica propria delle Borse Valori nel mercato per l'energia elettrica.

Come vedremo in questo contributo, la Borsa dell'Energia Elettrica (d'ora innanzi Borsa EE) si struttura in più Borse o "momenti di scambio" corredati da mercati accessori, ancillari e di supporto che, insieme all'azione di altre istituzioni e di coerenti regole di sorveglianza, definiscono il quadro dell'allocazione decentrata di flussi di energia elettrica, ovvero la Borsa EE.

La forte domanda di creazione di un mercato dell'energia elettrica a livello europeo nasce da un insieme di istanze coerenti con la volontà politica di adoperarsi per la costruzione di un modello di scambi che si basa su una nuova concezione della politica infrastrutturale europea.

L'Italia ha scelto di riformare il mercato elettrico utilizzando un modello strutturale che prevede un doppio binario per il mercato:

- da una parte, la figura dell'acquirente unico per gli acquisti di energia agli utenti vincolati;
- dall'altra, un mercato libero all'interno del quale possono operare i clienti idonei.

PARTE PRIMA

**L'introduzione dell'istituto della Borsa
dell'Energia Elettrica nei processi
di liberalizzazione
dei mercati elettrici europei**

CAPITOLO 1

Caratteristiche strutturali del nuovo mercato elettrico italiano secondo le disposizioni del decreto legislativo 79 del 31 marzo 1999

Con il decreto legislativo 79/99 è stata recepita la direttiva comunitaria 96/92/CE nel rispetto dei criteri contenuti nella legge delega.

Tale decreto demanda a provvedimenti successivi, prevalentemente di competenza del Ministero dell'Industria, sentite le parti interessate, la propria concreta attuazione.

Il Ministro dell'Industria ha pertanto costituito, con il decreto ministeriale del 3/5/1999, una commissione di studio per esaminare le problematiche connesse all'applicazione del decreto, per monitorarne l'attuazione e per elaborare proposte in merito ai provvedimenti previsti, affidando all'ENEA il compito di fornire un supporto tecnico.

1.1 Produzione ed importazione

L'apertura del mercato dell'energia elettrica passa innanzitutto attraverso la completa liberalizzazione della attività di produzione della stessa.

La lettera della norma è a tale proposito estremamente chiara: l'art. 1 comma 1 statuisce infatti che "le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica sono libere nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico contenuti nel presente decreto". Così facendo, il decreto ha portato a compimento quel processo di progressivo superamento della riserva all'ENEL dell'attività di produzione (art. 1 comma 1 legge 1643 del 1962), iniziato con la legge 9/91.

Per ciò che riguarda la creazione di nuovi impianti di generazione di energia elettrica, la direttiva lascia liberi gli Stati membri di scegliere fra un meccanismo di mera autorizzazione, in funzione del quale chiunque possieda determinati requisiti può costruire nuovi impianti di generazione di elettricità, ed una procedura di gara d'appalto, la cui eventuale introduzione però non può impedire a chi abbia i suddetti requisiti di ottenere comunque l'autorizzazione di cui sopra.

Il decreto, in linea con la succitata scelta di completa liberalizzazione del settore, ha a tale proposito deciso di non prevedere alcuna procedura di gara d'appalto, limitandosi ad

imporre (art. 8 comma 3) il rilascio di una autorizzazione per la costruzione o per l'esercizio di nuovi impianti di produzione dell'energia, così come per la modifica o il ripotenziamento degli impianti esistenti.

Sempre l'art. 8 al primo comma garantisce la concreta apertura e l'effettiva concorrenzialità del mercato della produzione di energia elettrica stabilendo che:

- entro il 1/1/2003 l'ENEL dovrà cedere a terzi non meno di 15.000 MW della propria capacità produttiva;
- a partire dalla stessa data a nessun soggetto sarà consentito produrre o importare più del 50% di tutta l'energia elettrica prodotta e importata in Italia, pena la possibile applicazione di sanzioni amministrative da parte dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato.

1.2 Trasmissione e dispacciamento

La gestione del servizio di trasmissione e dispacciamento energetico è riservata allo Stato, in considerazione delle caratteristiche di monopolio naturale dell'attività medesima.

Lo stesso decreto, all'art. 3 comma 4, prevede la creazione di un soggetto ad hoc denominato "Gestore della rete nazionale", al quale affidare in concessione l'attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, attività che dovrà essere esercitata in maniera imparziale, efficiente e non discriminatoria.

L'art. 3 comma 4 del decreto 79/99 affida all'ENEL il compito di creare, entro 30 giorni dalla propria entrata in vigore, una SpA a cui affidare nei successivi sessanta giorni tutti i beni ed i rapporti giuridici ritenuti necessari al fine di consentire l'esercizio delle attività di trasmissione e dispacciamento.

Questo processo viene completato con la costituzione del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale SpA (GRTN).

Al GRTN è attribuita una quantità di competenze, diritti e poteri precedentemente spettanti ad altri soggetti. In particolare:

- gestire i flussi di energia e i relativi dispositivi di interconnessione e servizi ausiliari;
- garantire l'efficienza, la sicurezza, l'affidabilità ed il minor costo del servizio di trasmissione;
- gestire la rete in maniera imparziale, senza discriminare utenti o categorie di utenti;
- deliberare gli interventi di manutenzione e di sviluppo della rete a carico delle società costituite fra i proprietari della rete;
- assicurare la sicurezza e la continuità degli approvvigionamenti nonché lo sviluppo della rete;
- connettere alla rete tutti i soggetti che ne facciano richiesta senza compromettere la continuità del servizio e nel rispetto delle regole tecniche e delle condizioni tecnico-economiche fissate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- adottare, sulla base di direttive dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, regole tecniche di carattere obiettivo e non discriminatorio, in materia di progettazione e funzionamento degli impianti di generazione e delle reti.

Sempre con riferimento all'attività di trasmissione e dispacciamento, il GRTN dovrà adottare un Codice di Rete al fine di garantire in modo chiaro e trasparente i criteri di accesso per gli utenti del servizio di trasmissione. In particolare il Codice di Rete dovrà contenere:

- e regole tecniche di connessione;
- le regole tecniche per il dispacciamento;
- le regole tecniche per la trasmissione.

La definizione delle modalità di accesso da parte dei terzi alla rete di trasmissione costituisce uno dei punti di maggiore importanza nella regolamentazione di un mercato elettrico.

Dalla soluzione scelta, infatti, può dipendere buona parte del successo del processo di liberalizzazione ed apertura alla concorrenza del suddetto mercato. La direttiva lasciava agli Stati membri la scelta fra due tipi di accesso, l'accesso negoziato e l'accesso regolamentato.

L'accesso negoziato di cui all'art. 17 della direttiva rimette sostanzialmente all'autonomia contrattuale delle parti il compito di definire il prezzo che produttori e acquirenti di energia elettrica dovranno pagare per potere vettoriare la propria energia sulla rete di trasmissione nazionale.

L'accesso regolamentato di cui all'art. 18 della stessa direttiva rimette invece alla competente Autorità nazionale il compito di fissare una tariffa non discriminatoria per l'utilizzazione delle reti di trasmissione e di distribuzione.

Il decreto ha scelto la seconda opzione prevedendo, all'art. 3 comma 10, che "per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale è dovuto al gestore un corrispettivo (...). La misura del corrispettivo è determinata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (...)".

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha definito con propria delibera 13/99 le condizioni tecnico-economiche per il vettoriamento di energia elettrica e di altri servizi di rete per i clienti liberi. In questo modo sono garantite condizioni eque e non discriminatorie per assicurare la fruibilità sull'intero territorio nazionale del servizio, salvaguardando l'esigenza di creare condizioni per promuovere la concorrenza e l'efficienza attraverso il servizio di trasporto di energia.

Con il decreto 79/99 al GRTN è stata affidata la gestione della rete di trasmissione nazionale, indipendentemente dalla proprietà stessa. Per questa ragione il GRTN stipula, con le società che dispongono di reti di trasmissione, convenzioni sulla base delle quali adottare una gestione operativa integrata della rete nazionale.

CAPITOLO 2

Modello Pool per il settore elettrico

Il processo di trasformazione dell'industria elettrica da mercato monopolistico a mercato regolamentato, attraverso forme di graduale liberalizzazione, impone una adeguata valutazione delle forme istituzionali idonee per la formazione degli scambi di energia.

L'esperienza dei paesi che da tempo hanno avviato questo processo suggerisce che le soluzioni adottate possono essere di diversa natura.

In generale, il processo di liberalizzazione del mercato elettrico presenta alcuni tratti comuni; fra di essi, prevale il riferimento al cosiddetto modello Pool, del quale la Borsa per l'Energia Elettrica, come vedremo nel successivo capitolo, è l'elemento costitutivo più importante.

L'introduzione di un modello Pool nel mercato elettrico costituisce il primo significativo passo per orientare il settore verso una maggiore concorrenza, offrendo agli operatori di mercato operanti nella fase di produzione la possibilità di avere clienti alternativi (mercato libero).

In questo tipo di organizzazione del mercato, il ruolo dell'acquirente unico si sposta progressivamente verso la fornitura degli utenti vincolati. In generale, si assiste ad un passaggio degli "obblighi di fornitura" dal segmento della produzione al segmento della distribuzione finale che rimane, nell'ambito di questo assetto, l'unica a mantenere le caratteristiche di monopolio legale.

Le fasi *down-stream* di trasmissione e distribuzione di elettricità rivestono un ruolo di monopoli tecnici. Di conseguenza, su questi settori il ruolo istituzionale della regolazione deve risultare maggiormente incisivo, per consentire alle fasi *up-stream* (produzione e *trading* nel mercato libero) eque e non discriminatorie condizioni per gli scambi di energia.

La creazione di un mercato libero consente di aumentare le opportunità di *trading* per i clienti idonei. Essi (ed i consorzi energetici) possono infatti avvalersi di una doppia facoltà di acquisto: da un lato, potranno acquistare direttamente l'elettricità sui mercati o tramite una società di *broker* in un contesto a tutti gli effetti di "mercato"; dall'altro, potranno

esercitare l'opzione di acquistare l'energia elettrica da un'azienda di distribuzione locale sfruttando le opzioni del mercato vincolato.

In sintesi, le principali caratteristiche di un assetto di mercato elettrico che si avvalga del Pool possono essere riassunte come segue:

- le funzioni di dispacciamento devono essere indipendenti dal mercato delle transazioni. L'operatore di sistema (GRTN), in tale contesto, deve salvaguardare la stabilità del sistema (frequenza e voltaggio), operazioni per le quali si avvale delle prerogative di supporto per quanto attiene il controllo degli accessi e la possibilità di usufruire delle riserve di capacità;
- un mercato *spot* dell'energia elettrica nel quale acquirenti e fornitori possono dare luogo ad un sistema di negoziazioni trasparenti dell'energia;
- una struttura di tariffe di vettoriamento dell'energia che rifletta i costi marginali di trasmissione e adotti meccanismi adeguati per la risoluzione delle congestioni su rete;
- un assetto di regolazione che elimini le barriere di entrata ed uscita dal mercato.

CAPITOLO 3

La Borsa dell'Energia Elettrica: aspetti caratterizzanti

3.1 Introduzione

Le esperienze di borsa elettrica più significative per comprendere l'evoluzione in atto nel modello italiano sono quelle europee e, in particolare, quelle relative ai mercati spagnolo, svedese, norvegese ed inglese. Inoltre, può risultare utile, ai fini di un confronto internazionale, analizzare alcuni tratti caratterizzanti dell'esperienza californiana.

La Borsa dell'Energia Elettrica (Borsa EE) emula il funzionamento delle Borse Valori che caratterizzano i mercati finanziari più sviluppati, consentendo l'applicazione dei principali strumenti caratterizzanti sia l'allocazione del rischio sia gli scambi intertemporali.

Analogamente alla Borsa Valori, anche la Borsa EE costituisce il luogo all'interno del quale si confrontano molteplici ed indipendenti schede di offerta e domanda. Nella Borsa EE tali scambi hanno come oggetto flussi di energia elettrica, ed eventualmente servizi accessori agli scambi in parola. Trattandosi di flussi di energia non stoccabile, si possono declinare scambi di capacità oltre che di flussi in tempo reale di energia.

In tutte le sue declinazioni, la Borsa EE richiede alcune strutture organizzative essenziali, quali:

- un operatore di sistema;
- un operatore di mercato.

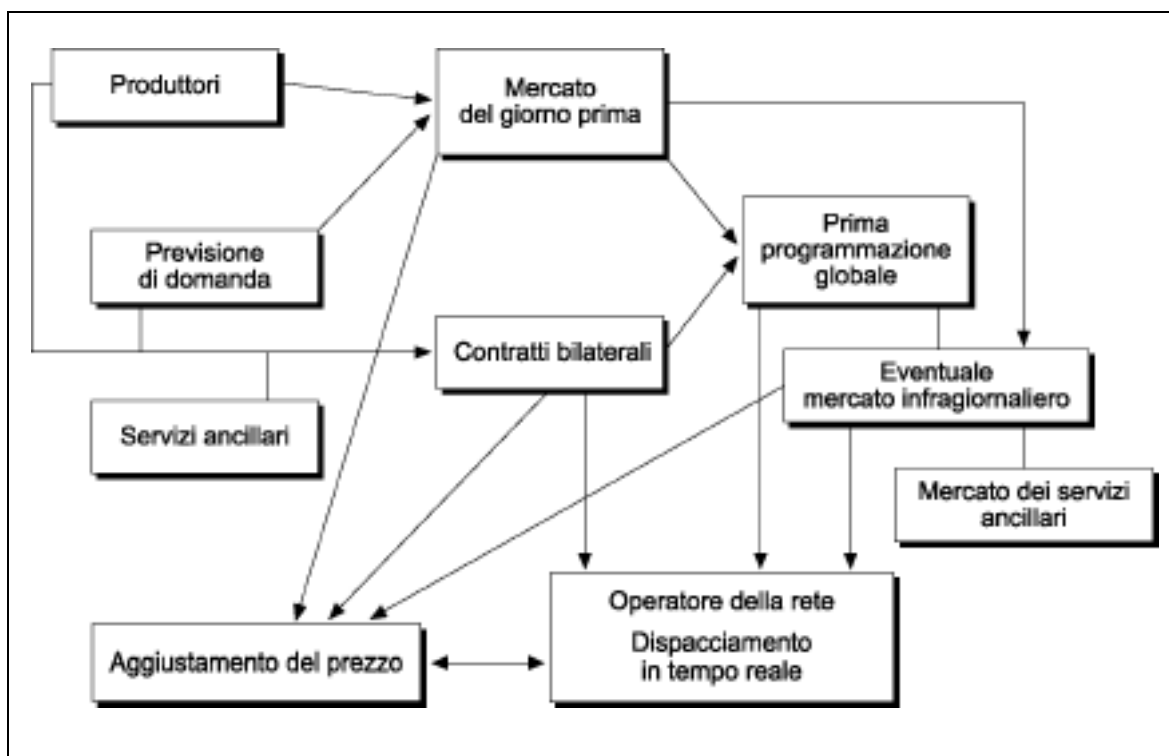
Entrambi i soggetti ora citati concorrono al funzionamento efficace dell'intero mercato elettrico e trovano nel funzionamento del dispacciamento il luogo della verifica della loro efficienza. L'essenzialità del dispacciamento complessivo – risultante dalla somma dei contratti di borsa e di quelli bilaterali – specie a fronte di problemi di congestione, enfatizza la centralità dell'operatore di sistema che ha solitamente la facoltà di intervenire con opportuni strumenti per razionalizzare la quantità di potenza che gli operatori immettono nel dispacciamento.

Differenti tipologie di dispacciamento, poi, sottolineano la centralità dell'istituto della Borsa EE:

- il dispacciamento di merito assegna all'operatore di mercato l'identificazione dei produttori ammessi alla produzione in base ad un "ordine di merito" risultante dalle offerte economiche presentate in borsa dai produttori per ciascuna unità di tempo e per ciascuna unità di produzione;
- il dispacciamento passante, invece, consente che i soggetti ammessi alla produzione e le quantità di energia vengano determinate direttamente dai produttori stessi e non dall'operatore di mercato. In questo caso, ciascun produttore presenta delle offerte aggregate per i propri impianti mediante le quali l'operatore di mercato determina il prezzo dell'energia e la corrispondente quantità competente a ciascun produttore.

Al fine di rendere comprensibile nel suo complicato articolarsi il sistema della Borsa EE viene illustrato nella figura 1 lo schema generale delle relazioni fondamentali che strutturano il suo funzionamento.

Figura 1 - Architettura generale della Borsa dell'Energia Elettrica



Nel mercato italiano dell'energia elettrica il completamento del quadro disposto dal decreto legislativo 79/99 sarà attuato entro il 1° gennaio 2001, data entro la quale è prevista l'introduzione della figura del Gestore del Mercato che avrà il compito di organizzare il mercato secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività, nonché di concorrenza tra produttori, assicurando altresì al sistema un'adeguata disponibilità di riserva di potenza.

La Borsa EE dovrà presentare le caratteristiche di indipendenza dai produttori e dai consumatori del sistema. Per queste ragioni la disciplina del mercato che sarà predisposta dal Gestore del Mercato, entro un anno dalla costituzione, sarà approvata dal

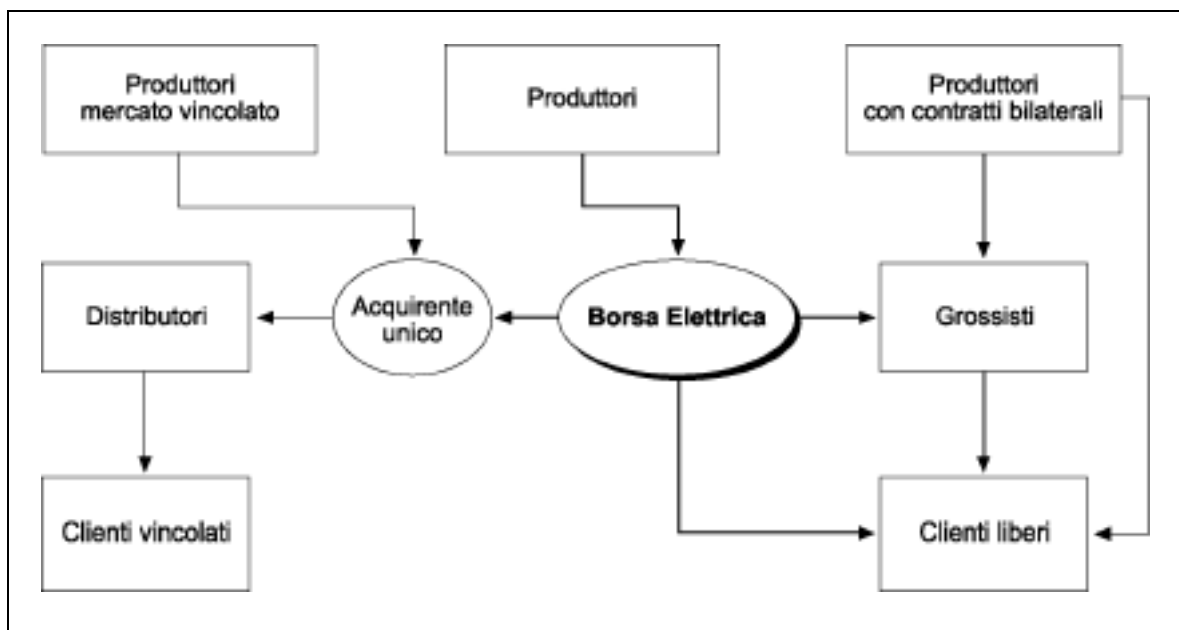
Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Il Gestore del Mercato dovrà agire in coerenza con il GRTN: per questa ragione, tutte le offerte di acquisto e di vendita di energia elettrica e dei servizi connessi saranno coordinate con la società che gestisce la rete di trasmissione nazionale, responsabile della regolazione tecnica della rete.

Il Gestore del Mercato, sulla base delle offerte formulate dai soggetti produttori e della domanda, predispose i programmi di attivazione degli impianti e li comunica al GRTN. Come abbiamo visto in precedenza, il GRTN è responsabile della sicurezza del sistema elettrico; pertanto, sulla base dei programmi indicati dal gestore di mercato e tenendo conto dei contratti bilaterali, verifica l'eventuale presenza di problemi di congestionamento della rete, con la facoltà di introdurre le modifiche necessarie al fine di garantire la sicurezza del sistema.

Nella figura 2 viene presentata la struttura ipotizzata per la Borsa Elettrica in Italia.

Figura 2 - La Borsa Elettrica in Italia



Fonte: GRTN, 2000

In questo lavoro saranno analizzate due tipologie di Borse EE, la giornaliera e la infragiornaliera, cercando in particolare di valutare il loro ruolo in relazione alla struttura di mercato elettrico ed evidenziando la relazione che esiste tra un mercato dell'energia elettrica secondario e la struttura di mercato utilizzata nel processo di liberalizzazione.

La scelta nel mercato italiano in base alle disposizioni del decreto legislativo 79/99 è quella di un assetto organizzativo nel quale le figure del gestore della rete e del gestore del mercato coesistono in modo autonomo e coordinato.

3.2 Borsa elettrica giornaliera

In questo mercato è definito giorno per giorno il prezzo dell'energia elettrica per gli scambi fisici che avverranno il giorno successivo. Tale mercato viene definito come Day Ahead Market.

La quantità totale di energia può essere solo una parte del totale dell'energia scambiata oppure l'intero volume nel caso in cui il mercato preveda la struttura di borsa obbligatoria.

Le offerte di energia elettrica possono essere effettuate dai produttori secondo due modalità:

- offerte per singolo gruppo di generazione;
- offerte aggregate per società di produzione-generazione, ovvero per "portafoglio impianti".

La struttura della domanda a fronte dell'offerta può assumere due forme:

- domanda di tipo rigido, ovvero l'operatore di sistema effettua la previsione del fabbisogno di energia per tutto il sistema;
- domanda di tipo flessibile, nella quale i clienti idonei ed i distributori determinano autonomamente le previsioni e propongono gli scambi secondo il criterio prezzo-quantità.

In relazione alle strutture utilizzate esistono due modalità con le quali si determina il prezzo di mercato:

- nelle borse a domanda rigida, il prezzo è determinato sulla base delle offerte formulate dai produttori;
- nelle borse a domanda flessibile, il prezzo è dato semplicemente dall'incontro tra domanda ed offerta di sistema.

Nel primo caso l'operatore di sistema, disponendo delle offerte formulate dai singoli partecipanti e della potenziale domanda stimata, determina, per ciascuno dei periodi infragiornalieri, i gruppi (produttori) da inserire in produzione e la potenza che ciascuno dovrà erogare. Con questa modalità, il gruppo di produzione che determina il prezzo medio di produzione più elevato determina anche il prezzo dell'energia uguale per tutti.

Nel secondo caso le quantità offerte per i singoli gruppi o aggregate per società di produzione sono poste in equilibrio con le curve di domanda dei consumatori, determinando in questo modo i prezzi di mercato attraverso i quali avviene lo scambio di energia.

In entrambi i casi l'operatore di sistema e l'operatore di mercato sono due figure che possono coincidere, oppure essere figure giuridiche distinte. Dipende, in generale, anche dalle preferenze e dalle soluzioni adottate in relazione alla risoluzione degli aspetti di congestione del sistema.

Nel mercato italiano sarà il gestore del mercato che, sulla base delle offerte formulate dai soggetti produttori e della domanda, predisporrà i programmi di attivazione degli impianti, comunicandoli successivamente al GRTN.

Le variazioni delle quantità scambiate dovute sia ad esigenze di *imbalance* che a problemi di sicurezza (capacità) sono trattati nelle sessioni infragiornaliere, nelle quali si

definerà un prezzo di mercato per gli scostamenti domanda-offerta negli scambi di energia.

3.3 Borsa elettrica infragiornaliera

Questa struttura di borsa viene utilizzata per affinare i piani di produzione e di consumo alla luce di eventuali *imbalance* dopo la chiusura del mercato giornaliero.

Le negoziazioni nel mercato infragiornaliero dell'energia costituiscono scambi di "aggiustamento", nei quali i soggetti abilitati ad operare contabilizzano i fabbisogni di energia effettivamente scambiati determinando un prezzo per gli scostamenti.

Il mercato infragiornaliero è organizzato su più sessioni distribuite nell'arco della giornata e viene utilizzato per limitare il ricorso a quello reale (*spot*) più costoso. I piani di produzione utilizzati in questo mercato si riferiscono alle ore successive alla chiusura di ciascuna sessione, e consentono un re-dispacciamento del sistema prima dell'apertura del mercato giornaliero successivo.

La borsa infragiornaliera costituisce naturalmente un affinamento delle transazioni o una ulteriore forma di mercato istituzionale per garantire una maggiore liquidità e flessibilità agli scambi energetici.

Tuttavia la presenza della borsa infragiornaliera può non esistere in relazione a specifiche valutazioni del mercato e all'organizzazione strutturale. Ad esempio, nel mercato inglese questa borsa non è presente poiché la potenza di riserva necessaria a compensare sia gli errori di previsione nel carico sia i guasti sui componenti è già considerata nel processo di previsione del carico di rete e quindi già compresa nel dispacciamento dei gruppi e nel relativo prezzo di borsa dell'energia elettrica.

Nel caso norvegese le ragioni della mancanza di una borsa elettrica infragiornaliera sono diverse e dipendono essenzialmente dal fatto che il sistema di produzione è di tipo idraulico e quindi sconta minori indisponibilità della messa in produzione degli impianti.

3.4 Confronto fra il modello di mercato tradizionale e quello imperniato sulla Borsa EE

Come abbiamo osservato all'inizio, la riforma introdotta dal decreto legislativo 79/99 ha mutato radicalmente la struttura del mercato elettrico italiano determinando la trasformazione di una struttura di monopolio fortemente integrata in una struttura con separazione dei segmenti per attività elementari della filiera elettrica.

La riforma del settore elettrico appare finalizzata all'enfaticizzazione del ruolo del mercato, che risulta decisore finale nel determinare i quantitativi e le fonti di produzione dell'energia consumata sia nazionali che internazionali (date le capacità di importazione). Il modello verticalmente integrato in base al quale era organizzato il sistema elettrico italiano non consentiva infatti concorrenza nel segmento della produzione, essendo questa integrata alle altre fasi e, conseguentemente, gli utenti del monopolio non avevano alcun potere contrattuale sulle fonti di approvvigionamento.

Il nuovo orientamento al modello Pool rappresenta un vero incentivo a produrre energia elettrica in modo efficiente, anche in presenza di un numero limitato di clienti idonei. Infatti, date le condizioni prevalenti di domanda, i possibili *swap* di energia tra generatori a basso costo e ad alto costo consente a questi ultimi di coprire, tramite il mercato *spot*, il

fabbisogno contrattuale acquistando energia dai primi evitando produzioni di energia inefficiente.

3.5 La formazione dei prezzi spot e forward nella Borsa EE

L'introduzione nel mercato elettrico di una borsa per le negoziazioni dei flussi di energia conduce il settore elettrico ad orientarsi verso forme di *trading* che erano state sino ad ora tipiche dei mercati delle *commodity*. Questi mercati sono stati storicamente in Europa dedicati principalmente a negoziazioni internazionali su metalli, prodotti agricoli o gas. Solo recentemente sono state valutate le opportunità di *business* che derivano dalla possibilità di innestare in un mercato storicamente "a lungo termine" le opportunità di arbitraggio che la variabilità dei prezzi e delle quantità di energia elettrica offre.

Abbiamo osservato che la funzione primaria delle Borse è quella di fornire un prezzo che rifletta i costi marginali della produzione e che funga da riferimento per tutte le transazioni che vengono effettuate nel mercato, anche se l'esito efficiente non è sempre scontato.

I prezzi che si formano nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica dovrebbero a rigore riflettere i costi di generazione dell'energia elettrica e più precisamente il costo marginale per il sistema per diversi intervalli di tempo. Diversi fattori, tuttavia, conferiscono ai prezzi offerti nelle Borse caratteristiche di volatilità che portano a livelli e variazioni slegate dai *driver* di costo. In via sintetica, i principali fattori di volatilità dei prezzi sono:

- prezzo dei combustibili. I combustibili utilizzati nella generazione sono *commodity* scambiate su borse internazionali il cui prezzo varia giornalmente. La negoziazione di contratti di durata pluriennale, generalmente 2-3 anni, ha ridotto però i rischi di variabilità associati;
- incertezza della domanda, variabile in funzione delle condizioni climatiche giornaliere;
- variazione nella produzione idroelettrica, in funzione delle condizioni climatiche stagionali;
- incertezza nella generazione; nonostante il funzionamento degli impianti sia sottoposto a controlli e vengano previsti periodi di fermata programmata per manutenzione, vi sono sempre rischi di *outages*. Quando si verificano questi eventi, devono essere utilizzati impianti in sostituzione, normalmente più costosi;
- congestioni di rete, che determinano il dispacciamento di impianti meno economici a danno del punto di prelievo del consumo localizzato nell'area di deficit di capacità. In aggiunta, l'apertura di un mercato comporta l'entrata di nuovi operatori sul lato della generazione che possono determinare flussi di trasmissione imprevisi determinando un'imprevedibile/ulteriore volatilità nelle prime fasi di funzionamento di un mercato all'ingrosso;
- potere di mercato.

L'esistenza dei Pool si accompagna in genere alla nascita di mercati finanziari nei quali vengono negoziati contratti di natura diversa che coprono le varie forme di rischio legate alla variabilità dei prezzi e delle quantità di mercato. Si sono così sviluppati i contratti *forward* e *future* dei quali i più conosciuti sono i contratti per le differenze (CfD) e più recentemente i *weather derivatives*, che vengono scambiati su piazze finanziarie. I contratti *forward* prevedono la liquidazione graduale della differenza tra il prezzo

contrattato e il prezzo di riferimento (*strike price*) - generalmente coincidente con il prezzo di equilibrio del Pool, prima della scadenza contrattuale prefissata - mentre nei contratti *future* il valore netto del contratto è calcolato giornalmente dal momento della stipulazione rispetto al prezzo di riferimento.

I prodotti finanziari possono essere standardizzati oppure scambiati Over The Counter (OTC). Gli operatori possono ricorrere ai due tipi di strumenti in base al valore che conferiscono alla flessibilità, normalmente più elevata nei prodotti OTC.

Nonostante i tentativi fatti dai vari governi in Gran Bretagna, nei paesi nordici e in Spagna per creare mercati finanziari, molte delle contrattazioni avvengono al di fuori dei mercati ufficiali ed alcune *trading houses* indipendenti hanno creato meccanismi alternativi di *trading* (vedi, per la Germania, Electryon).

Sembrerebbe pertanto che nel settore elettrico la regolazione risulti necessaria solo in una prima fase, quando il mercato non è ancora maturo, mentre successivamente una normativa specifica potrebbe rivelarsi inadeguata, in quanto i partecipanti preferiscono scegliere essi stessi le forme contrattuali più consone ai propri bisogni e beneficiare della concorrenza tra modalità contrattuali alternative, che riduce i costi di transazione e facilita gli scambi.

I *futures* sono dei contratti di acquisto di una merce o di un'attività finanziaria in una data futura ad un prezzo che viene fissato al momento dell'acquisto. A differenza dei contratti a termine *forward*, i *futures* sono scambiati in mercati ufficiali e regolati giornalmente. La caratteristica dei *futures* consiste nella possibilità di lucrare sulla differenza tra il valore del bene alla data di scadenza ed il prezzo pattuito. La differenza tra il valore *spot* ed il valore a termine rappresenta il margine di guadagno, se positivo, del compratore a termine e, nel caso contrario, del venditore.

Alla data della scadenza l'acquirente può chiedere che gli venga fornita l'energia pagando il prezzo concordato; in realtà, nella maggior parte dei casi egli rivende il titolo (o diritto di acquisto) poco prima della scadenza. Per essere efficaci, i contratti *futures* devono essere standardizzati.

La funzione dei *futures* è sia speculativa che di copertura. Stipulando un accordo *future* un operatore può garantirsi contro le variazioni di prezzo del bene (*hedging strategies*, di cui una delle più comuni è lo *short hedge*, che garantisce dalla caduta dei prezzi di mercato. Il *long hedge* è un impegno ad acquistare in un secondo tempo a un prezzo standard).

Per maggiore flessibilità, alcune borse forniscono in alternativa ai soliti contratti *future* degli EFP (Exchange Futures for Physicals). L'EFP è un accordo per la fornitura fisica di un prodotto che non necessariamente corrisponde alle specifiche del contratto e di una concomitante assunzione di uguali e opposte posizioni *futures* da parte dello stesso operatore al momento della stipula dell'accordo. L'EFP offre il vantaggio di poter scegliere il proprio *trading partner* (diversamente da quanto accade normalmente) pur mantenendo l'anonimato.

L'*option* consiste in un accordo per la stipula di un successivo contratto; essa accorda al beneficiario (*holder*), dietro pagamento di un corrispettivo (*premium*), la facoltà (e non l'obbligo) di acquistare (*call*) o vendere (*put*) ad un prezzo predeterminato (*strike price*). Il venditore dell'opzione, d'altra parte, ha un obbligo di acquistare o vendere. A differenza del *future*, l'*option* non obbliga entrambe le parti e la sua stipula non richiede necessariamente la forma scritta, anche se nella prassi questa è la forma abituale.

Mentre i *futures* offrono una protezione nei confronti di variazioni di prezzo, la maggior attrazione delle *options* è che, in aggiunta, esse offrono al beneficiario, proprio perché quest'ultimo non è obbligato a comprare o vendere, la possibilità di trarre vantaggio da eventuali sviluppi positivi del mercato. L'influenza più determinante sul prezzo di una *option* è data dalla relazione tra il prezzo *future* relativo a quel determinato prodotto e lo *strike price*. Se in un certo giorno il prezzo *future* e il prezzo *put* e *call* relativo ad uno stesso prodotto sono uguali, si dice che l'opzione è *at the price*; qualora lo *strike price* risulti maggiore del prezzo *future*, l'opzione è *out of the money*; se minore *in the money* per le azioni *call* e viceversa nel caso delle *put*.

3.6 La contrattazione dei servizi ancillari nella Borsa EE

Al fine di consentire al gestore della rete di garantire le condizioni di sicurezza nel processo di trasmissione per quanto riguarda il controllo di frequenza e tensione, è necessario che siano previsti i servizi ancillari di sistema. Questi servizi sono soggetti ad accordi contrattuali separati in quanto la loro gestione avviene in tempo reale in relazione alle esigenze di intervenire sulla trasmissione.

Nell'effettuare le loro offerte i generatori di energia effettuano le loro offerte indicando le capacità di riserva, definendo all'interno dei piani di produzione previsti la capacità degli impianti di adattare i livelli di risposta in relazione alle possibili deviazioni di frequenza ed ai diversi livelli di *output* richiesti dai consumatori. La capacità di pronta risposta degli impianti a sollecitazioni di frequenza di trasmissione e *output* viene di solito classificata in 10 secondi o all'interno di un intervallo di 5 minuti.

Questi servizi sono negoziati separatamente all'interno degli scambi che avvengono nella borsa elettrica poiché il servizio richiesto è diverso e riguarda la capacità di riserva in relazione agli sbilanciamenti che si verificano nel fabbisogno del sistema. Questo tipo di contratti rappresenta una sorta di opzione di riserva per il gestore della rete che ha la facoltà di richiedere l'utilizzo degli impianti preposti alla funzione di riserva in relazione alla gestione quotidiana delle operazioni pianificate nel giorno precedente (scambi di borsa *day ahead*).

I servizi ancillari interagiscono quindi con il processo di dispacciamento giornaliero. La fornitura di riserva di capacità deve essere valutata in relazione al fatto che per fornire questo tipo di servizio molti impianti devono operare con una quantità parziale di capacità di produzione non utilizzata. Per questa ragione il prezzo di offerta di questo tipo di servizio deve considerare il *trade-off* tra il costo opportunità della riduzione dell'*output* che le imprese potrebbero sostenere sul mercato ed il costo opportunità per la sicurezza del sistema.

Nell'esperienza pratica, molto spesso questo tipo di contratti sono negoziati nell'ambito nei programmi matematici di dispacciamento gestiti dal gestore della rete.

Una soluzione alternativa per introdurre questo servizio ancillare dal lato della domanda è rappresentato dalla possibilità di introdurre nelle contrattazioni di scambio la possibilità di inserire clausole contrattuali con le quali si propone ad alcune tipologie di utenti la possibilità di ridurre e/o interrompere il consumo di energia con breve preavviso (clausole di interrompibilità o riduzione di consumo).

Per gestire il voltaggio all'interno del sistema è necessario che il gestore del dispacciamento abbia la facoltà di controllare prontamente gli impianti di fornitura in

modo tale da coordinare i piani di compensazione dell'energia al fine di perseguire l'equilibrio degli scambi nelle diverse aree della rete.

In alcuni paesi (ad esempio Gran Bretagna), i generatori devono fornire a priori determinati *range* di capacità di riserva "dinamica", espressamente prevista dai codici di rete, che viene remunerata dal sistema in via annuale.

Tra i servizi ancillari, negoziabili in un contesto di scambi di borsa, potrebbero essere inseriti anche dei contratti *ad hoc* sui diritti di trasporto che presentano l'obiettivo di garantire una adeguata capacità di trasporto sulle linee di trasmissione. Dalle congestioni che si potrebbero verificare nelle interconnessioni tra zone questo tipo di contratti potrebbe di fatto costituire un'ulteriore opportunità di *trading* tra i soggetti in relazione agli scambi di energia.

3.7 Servizi di modulazione e di capacità di riserva

Quando il prezzo di equilibrio viene determinato *ex ante* (nel mercato *day ahead*), come in tutti i casi considerati, si rende necessario introdurre meccanismi di bilanciamento atti a garantire la corrispondenza tra le quantità determinate nel mercato *forward* e la domanda effettiva. In Inghilterra e Galles il bilanciamento (di ogni deviazione rispetto alla quantità programmata nel mercato *forward*) è assicurato dal gestore della rete che viene remunerato per tale servizio tramite una parte del gettito di un corrispettivo, denominato *uplift*, che contribuisce a formare il prezzo di vendita dell'energia nel Pool inglese.

Altre soluzioni includono l'istituzione di mercati infragiornalieri e di mercati di bilanciamento, gestiti rispettivamente dal gestore del mercato e dal gestore della rete. La scelta tra queste modalità organizzative dipende in particolare dalla composizione del parco di produzione e dall'esistenza di meccanismi per la gestione della garanzia di potenza. I mercati di bilanciamento entrano in funzione in genere da un massimo di 2 ore (Spagna) a un minimo di 45 minuti prima del dispacciamento (California).

Le offerte presentate (variazioni incrementali di quantità generate e di consumo) possono essere remunerate in base al prezzo del mercato in tempo reale, in base al prezzo offerto (*pay as bid*) o in funzione di una combinazione di questi due criteri (ad esempio al minor valore tra i due prezzi, come in California). Il loro costo viene generalmente attribuito ai soli operatori responsabili delle deviazioni (mentre quando non esiste un mercato i costi vengono fatti ricadere su tutti i consumatori finali, come nel caso inglese).

Parallelamente ai margini e agli strumenti necessari per garantire la modulazione del sistema è possibile prevedere, alla stessa stregua, un mercato per garantire ed assicurare l'adeguatezza delle capacità di generazione di medio e lungo periodo che non interferisca con il funzionamento dei mercati giornalieri dell'energia elettrica.

Su tale mercato, che utilizza strumenti derivati su contratti di lungo termine (*forward*), gli acquirenti dovrebbero acquistare diritti di capacità in misura determinata in relazione ai piani di dispacciamento proposti dal GRTN. Questi diritti corrispondono ad impegni assunti da parte di generatori di rendere disponibile in un futuro predefinito l'energia elettrica producibile nei mercati giornalieri dell'energia di quel periodo.

PARTE SECONDA

Le esperienze internazionali

La Borsa dell'Energia Elettrica è stata introdotta in almeno sei paesi attraverso differenti strategie calibrate sull'esigenza di riorganizzazione dell'industria elettrica di riferimento e di rispecificazione di accorte "regole del gioco" caratterizzanti l'assetto del mercato che si andrà a profilare.

Delle sei esperienze sopra accennate, in questo lavoro ne verranno esaminate quattro: l'esperienza inglese dal Pool System al New Electricity Trading Arrangements (NETA), il Nord Pool scandinavo, la Borsa spagnola e l'ISO californiano.

Esse presentano strutture organizzative comuni:

- la presenza di un operatore di sistema che gestisce la rete di trasmissione: questo soggetto valuta la fattibilità tecnica del dispacciamento in relazione ai piani di produzione affidati ai produttori, in sintonia con le regole di mercato (*priority rules*) relative alla produzione di energia;
- la presenza di un operatore di mercato che gestisce una o più forme di mercato energetico (borse energetiche) per la programmazione a breve termine (giornaliero o addirittura infragiornaliero).

Con riferimento a quest'ultimo soggetto, si distinguono solitamente due tipologie di borse:

- borse in cui la presentazione delle offerte è obbligatoria per essere ammessi a produrre; in tal caso si parla di borsa vincolata (o obbligatoria);
- borse nelle quali è possibile effettuare degli scambi bilaterali direttamente tra produttori e clienti; in tal caso si parla di borsa facoltativa.

Per comprendere il ruolo che le borse energetiche possono esercitare nell'ambito del funzionamento del mercato è necessario effettuare una prima valutazione relativamente alle modalità del dispacciamento nel mercato elettrico. In questo senso si è soliti distinguere tra:

- dispacciamento di merito: in questo caso è l'operatore di mercato ad identificare i produttori ammessi alla produzione in base ad un ordine di merito risultante dalle offerte economiche presentate in borsa dai produttori per ciascuna unità di tempo e per ciascuna unità di produzione;
- dispacciamento passante, nel quale i soggetti ammessi alla produzione e le quantità di energia consentite vengono determinate direttamente dai produttori stessi e non dall'operatore di mercato. In questo caso ciascun produttore presenta delle offerte aggregate per i propri impianti mediante le quali l'operatore di mercato determina il prezzo dell'energia e la corrispondente quantità competente a ciascun produttore.

Nell'analisi che si pone per i quattro casi-paese proposti, la struttura di borsa elettrica sarà analizzata con riferimento alla tipologia di dispacciamento utilizzata nella programmazione di breve termine ed alla obbligatorietà o meno di accesso al mercato tramite la borsa.

In particolare:

- il mercato inglese, sicuramente l'esperienza di liberalizzazione più nota, presenta un dispacciamento di merito con borsa obbligatoria ed è quindi possibile stipulare su tale mercato solo contratti bilaterali di tipo finanziario (per differenza) che non

hanno come oggetto la consegna fisica di energia ma solo dei conguagli tra il prezzo di borsa e quello concordato, allo scopo di salvaguardare i contraenti dalle fluttuazioni dei prezzi spot dell'energia. L'esperienza inglese è in ulteriore evoluzione: dal Pool System applicato all'indomani della deverticalizzazione e privatizzazione dell'industria elettrica inglese all'attuale New Electricity Trading Arrangements (NETA). In effetti, i deludenti risultati della prima fase della liberalizzazione del mercato elettrico inglese in termini di prezzi - con prezzi di Pool crescenti che non si sono riverberati sui prezzi finali soprattutto per l'intervento dell'Offer sui prezzi della trasmissione e distribuzione - hanno indotto l'Autorità di regolazione inglese Offer ad orientarsi verso una forma organizzativa futura della borsa elettrica molto simile a quella dei paesi nordici, con una borsa giornaliera non obbligatoria che affianca una borsa infragiornaliera;

- il mercato spagnolo è invece caratterizzato da un dispacciamento di merito come quello inglese con la possibilità per i produttori di stipulare dei contratti bilaterali diretti con i clienti. Solo ai produttori che accedono in borsa è attribuito un corrispettivo per la garanzia di potenza e da ciò dipende che soltanto una minima parte dell'energia è scambiata tramite contratti bilaterali;
- il mercato scandinavo è invece caratterizzato da contratti bilaterali. Il tipo di dispacciamento previsto è in questo mercato di tipo passante;
- il mercato californiano è invece caratterizzato da un dispacciamento passante, mentre l'obbligatorietà della borsa riguarda solamente le cosiddette Investor Owned Utilities cioè le società *incumbents*.

CAPITOLO 4

L'esperienza spagnola

4.1 Introduzione

La nascita e successiva applicazione della legge 54/1997 ha dato luogo a un importante processo di liberalizzazione dell'industria elettrica: l'energia non viene più considerata semplicemente come una fornitura basata solamente su prezzi e tariffe, ma come un bene che si compra e si vende in condizioni di libera contrattazione, ovvero attraverso accordi tra consumatori e *shippers*, oppure partecipando al mercato borsistico o sottoscrivendo contratti bilaterali fisici tra consumatori e produttori.

Il mercato elettrico spagnolo in questo momento rappresenta un punto di riferimento a livello internazionale, grazie alla sua organizzazione, alla sua dimensione, alle sue caratteristiche di incorporazione della domanda che è in grado di giocare un ruolo attivo, all'apertura alla negoziazione agli agenti esterni e al suo grado di liberalizzazione della fornitura che, a partire dal 1° luglio 2000, prevede l'estensione della soglia di idoneità ai consumatori che utilizzano una tensione superiore o uguale a 1000 Volt.

Per quanto riguarda l'energia trattata, il mercato spagnolo è il terzo in Europa e il settimo del mondo: nel 1999 sono stati negoziati nel mercato 179,536 GWh di energia, per un valore di 1.019.550 milioni di pesetas, determinando rispettivamente un incremento del 6,5% e del 7,5% rispetto all'anno precedente, e il prezzo medio orario ponderato è stato di 5,851 Pta/kWh.

Il numero di agenti del mercato è aumentato significativamente: 11 imprese possono partecipare nel mercato in qualità di venditori, di cui 7 sono agenti esterni, 14 operano come *shippers*.

Tutto ciò ha permesso che si sviluppasse un'attività di commercializzazione e *trading* di elettricità che non esisteva in Spagna, prima della liberalizzazione del settore.

La contrattazione di elettricità tra gli *shippers* e consumatori qualificati è cresciuta ampiamente in un clima di concorrenza, permettendo che le imprese che si occupano

della commercializzazione offrano ai clienti una gamma di contratti nuovi e condizioni di prezzo favorevoli.

Più di 8000 imprese, con un consumo di energia pari al 42% del consumo totale di elettricità del Paese, possono scegliere di ricorrere, attualmente, a una modalità di contrattazione libera, attraverso contratti bilaterali fisici con produttori, contratti con gli *shippers* o partecipando direttamente al mercato organizzato.

Questa capacità di scelta è stata utilizzata da un elevato numero di consumatori idonei, rappresentativi di oltre il 70% del consumo di elettricità.

A partire poi dal mese di luglio del 2000, tutti i consumatori connessi in alta tensione godono della qualifica di consumatore idoneo, per circa il 55% del consumo di elettricità.

Ciò dimostra come l'apertura del mercato sia tra le più ampie e tra le più rapide, in relazione agli altri paesi del contesto europeo.

I prezzi dell'energia che si riscontrano nel mercato di borsa risultano comunque piuttosto elevati a causa della struttura del mercato, caratterizzato dalla presenza di posizioni dominanti messe in atto dalle 4 principali compagnie Endesa, Iberdrola, Union Fenosa, Idrocantabrico, che attuano una strategia collusiva finalizzata al mantenimento di un elevato prezzo *spot*.

Un'ulteriore dimostrazione che le imprese faticano a trovare buone condizioni sul mercato libero è data dal mancato sviluppo dei contratti bilaterali fisici esterni alla borsa, che sono praticamente inesistenti.

4.2 Operatori di mercato

Si considera agente del mercato la persona fisica o giuridica che interviene nelle transazioni economiche che hanno luogo nel mercato di produzione di energia elettrica, comprando o vendendo elettricità.

Sono agenti del mercato:

- i produttori di energia elettrica: hanno la funzione di generare energia elettrica, così come di costruire, operare e mantenere le centrali di produzione. I produttori in regime ordinario dovranno ottenere l'autorizzazione amministrativa per le installazioni di produzione di cui siano titolari;
- gli autoproduttori e i produttori di energia elettrica in regime speciale: generano elettricità essenzialmente per il proprio uso, oppure consumano almeno il 30% dell'energia che producono, qualora la potenza installata sia inferiore ai 25 MW, o almeno il 50% in caso contrario. I produttori in regime speciale, oltre ad ottenere l'autorizzazione come qualsiasi produttore, devono essere inclusi in qualcuna delle modalità del regime speciale, attualmente regolato dal Real Decreto 2818/1998 del 23 dicembre, sulla produzione di energia elettrica per installazioni dotate di risorse o fonti di energia rinnovabile, residui e cogenerazione;
- i distributori di energia elettrica: sono società mercantili di nazionalità spagnola o altre nell'ambito dell'Unione Europea, con stabilimento permanente in Spagna, che hanno la funzione di distribuire energia elettrica, così come costruire, mantenere e operare le installazioni di distribuzione, destinate a collocare l'energia nei punti di consumo, e procedere alla vendita ai consumatori finali che acquistano l'energia

elettrica a tariffa o agli altri distributori che acquistano l'energia elettrica sempre a tariffa;

- gli *shippers*: sono *traders* di energia elettrica che, potendo accedere alla rete di trasporto o distribuzione, hanno la funzione di vendere energia elettrica ai consumatori idonei o ad altri soggetti del sistema. L'attività di commercializzazione è nata con la legge 54/1997;
- i clienti idonei: il cliente idoneo può acquistare l'energia elettrica in ogni momento, con procedimenti differenti dai clienti vincolati. I clienti idonei potranno contrattare nel mercato di produzione di energia elettrica la loro fornitura totale, o la parte che non coprono con il contratto a tariffa, direttamente o attraverso un *trader*;
- gli agenti esterni sono coloro che consegnano o prendono energia elettrica da sistemi esteri. Qualsiasi produttore, distributore, consumatore o *trader* esterno al sistema elettrico potrà richiedere l'autorizzazione per partecipare come agente esterno nel mercato di elettricità. Le autorizzazioni agli agenti esterni comunitari saranno attribuite secondo i termini stabiliti dal Ministero di Industria e Energia, che potrà negarla solo in caso di mancata applicazione della clausola di reciprocità.

4.3 Organi istituzionali

Gli organi istituzionali che regolano e gestiscono il mercato elettrico sono tre. Nel seguito vengono illustrate le loro funzioni.

L'Operatore del Mercato

Nel sistema elettrico spagnolo è rappresentato dalla Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad SA; essa assume le funzioni necessarie per sviluppare il mercato dell'elettricità in conformità ai principi di trasparenza, obiettività e indipendenza. Agisce come banditore dell'asta, dando luogo all'interno del Pool ad un dispacciamento di merito economico, basato sul merito degli impianti in termini di efficienza economica, che non lasci spazi di discrezionalità al gestore e renda la scelta neutrale per gli aspetti indipendenti dallo sviluppo della rete. Essa consente, inoltre, di realizzare un modello di competizione affidato al prezzo, nonché una sede unica di scambi dove si forma un prezzo comune di riferimento per il mercato, che è la base per la formazione delle tariffe.

L'Operatore del Mercato è una società mercantile, di cui può far parte qualsiasi persona fisica o giuridica, purché la sua partecipazione diretta o indiretta nel capitale della società non sia superiore al 10% e la somma delle partecipazioni dei soggetti che realizzano attività nel settore elettrico non sia superiore al 40%.

Le funzioni specifiche della Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad SA sono:

- ricevimento delle offerte di vendita formulate per ogni periodo di programmazione dai titolari delle unità di produzione di energia elettrica;
- ricevimento e accettazione delle offerte di acquisto di energia;
- bilanciamento delle offerte di vendita e di acquisto, partendo dall'offerta più economica fino ad eguagliare la domanda in ogni periodo di programmazione;
- comunicazione ai titolari delle unità di produzione, ai distributori, agli *shippers*, ai consumatori idonei e all'Operatore del Sistema, dei risultati del bilanciamento delle

- offerte, la successiva programmazione di entrata nella rete e il prezzo marginale dell'energia;
- ricevimento dall'Operatore del Sistema dell'informazione relativa alle alterazioni introdotte nel bilanciamento a causa di alterazioni tecniche o situazioni eccezionali nella rete di trasporto o distribuzione;
 - determinazione dei prezzi finali della produzione di energia per ogni periodo di programmazione e comunicazione degli stessi a tutti gli agenti implicati;
 - liquidazione e comunicazione dei pagamenti e incassi che dovranno realizzarsi in virtù del prezzo finale dell'energia risultante dal sistema, dal funzionamento effettivo delle unità di produzione, dalla disponibilità delle unità di produzione in ogni periodo di programmazione;
 - informazione pubblica sull'evoluzione del mercato;
 - definizione, sviluppo e messa in opera dei sistemi informatici necessari a garantire la trasparenza delle transazioni che si realizzano nel mercato di produzione di energia elettrica;
 - messa a disposizione degli agenti del mercato, in un periodo massimo di 30 giorni, dell'informazione relativa alle operazioni concluse nel bilanciamento e delle offerte di vendita e acquisto non concluse in ognuna delle sessioni;
 - pubblicazione a diffusione nazionale delle informazioni, con carattere pubblico, che sono di interesse nazionale;
 - garanzia del segreto di informazione di carattere confidenziale nei confronti degli agenti del mercato;
 - adozione delle misure e degli accordi necessari per l'effettivo compimento delle limitazioni di partecipazione diretta e indiretta nel capitale sociale della compagnia;
 - comunicazione alle autorità competenti di qualsiasi comportamento degli agenti del mercato che possa determinare un'alterazione del corretto funzionamento dello stesso.

L'Operatore del Sistema

È rappresentato da Red Electrica de España, che è proprietaria della maggior parte della rete spagnola di trasmissione di elettricità in alta tensione ed è l'unica impresa specializzata nell'attività di trasporto in Spagna.

Essa è responsabile:

- dello sviluppo della rete di trasporto d'alta tensione;
- del suo ampliamento e delle migliorie, secondo criteri omogenei e coerenti;
- della gestione del transito di elettricità tra sistemi esteri che si realizza utilizzando la rete del sistema elettrico spagnolo;
- della garanzia dell'accesso di terzi alla rete, in modo che tutti gli agenti del settore possano utilizzarla in regime non discriminatorio.

Inoltre, essa può studiare e progettare lo sviluppo della rete di trasporto nonché costruire, mantenere e manovrare le installazioni della rete di trasporto, in funzione delle necessità del sistema.

Red Electrica de España gestisce il sistema allo scopo di garantire la continuità e la sicurezza della fornitura e l'adeguata coordinazione del rapporto generazione-trasmissione; per il conseguimento di questa finalità assume le seguenti funzioni:

- assicura l'equilibrio costante e istantaneo tra produzione e domanda di energia;
- realizza l'aggiustamento finale della produzione delle centrali di generazione, considerando la disponibilità degli elementi della rete;
- garantisce il funzionamento globale del sistema elettrico, mantenendo i suoi parametri di tensione e frequenza entro valori prefissati;
- gestisce i mercati di servizi complementari;
- realizza gli interscambi internazionali di energia a breve termine per ragioni di qualità e sicurezza della fornitura, così come quelli a lungo termine che furono firmati da Red Electrica, prima dell'entrata in vigore della legge del settore elettrico;
- gestisce le interconnessioni internazionali, coordinando con gli operatori degli altri paesi l'informazione relativa agli scambi internazionali in corso, così come la misura dei flussi che si realizzano.

Comision Nacional de Energia

Istituita con la legge 34/1998, è l'ente regolatore dei sistemi energetici; i suoi obiettivi riguardano il controllo dell'effettiva concorrenza nei sistemi energetici e il loro corretto funzionamento a favore di tutti i soggetti che operano in questi sistemi e dei consumatori.

Alla Comision Nacional de Energia sono state attribuite ampie funzioni:

- propositive: la legge le attribuisce la facoltà di partecipare, con proposte e rapporti, nei processi di elaborazione di disposizioni generali che riguardano i mercati energetici, la pianificazione energetica e l'elaborazione dei progetti sulla determinazione di tariffe, pedaggi e retribuzione delle attività energetiche. In questi processi, i rapporti hanno un carattere obbligatorio. Inoltre, informa obbligatoriamente sulle pratiche di autorizzazione di installazioni energetiche quando sono di competenza dell'Amministrazione Generale dello Stato, emette rapporti che le sono richiesti dalle Comunità Autonome nell'esercizio delle sue competenze in materia energetica, informa obbligatoriamente sulle operazioni di concentrazioni di imprese o di presa di controllo di una o varie imprese energetiche su altre che realizzano attività nello stesso settore, quando le stesse devono essere sottomesse alla decisione del Governo in accordo con la legislazione vigente in materia di concorrenza;
- normative: detta le circolari di sviluppo e esecuzione delle norme contenute nei Decreti Reali e negli Ordini del Ministero di Industria e Energia;
- esecutive: individua i soggetti a cui siano imputabili difetti nella fornitura agli utilizzatori, proponendo le misure da adottare e realizza le liquidazioni dei costi di trasporto e distribuzione di energia elettrica e dei costi permanenti del sistema;
- di difesa della concorrenza: controlla che i soggetti che operano nei mercati energetici, esercitino la propria attività rispettando i principi di libera concorrenza;
- di risoluzione dei conflitti: risolve i conflitti che possono crearsi, in relazione ai contratti relativi all'accesso di terzi alla rete di trasporto e distribuzione e in relazione alla gestione economica e tecnica del sistema e del trasporto;

- di controllo: in relazione alle condizioni tecniche delle installazioni, al compimento dei requisiti stabiliti nelle autorizzazioni, alle condizioni economiche e alle azioni dei soggetti che possono riferirsi all'applicazione delle tariffe e ai criteri di remunerazione delle attività energetiche, all'effettiva separazione delle attività, quando sia richiesta.

4.4 Struttura del mercato

Il disegno adottato per il sistema spagnolo consiste in un *portfolio* di mercati, ognuno focalizzato su uno specifico tipo di transazione e con un differente orizzonte temporale, che varia da anni al tempo reale.

La sequenza inizia con un mercato giornaliero per le 24 ore del giorno successivo, i cui risultati sono controllati dall'Operatore del Sistema; nel caso sorgano congestioni tecniche, quando possibile, sono risolte da meccanismi di mercato.

Una volta finita la procedura di gestione delle congestioni, per quanto riguarda il mercato giornaliero, l'Operatore del Sistema stabilisce l'ammontare di riserve operative, ovvero la banda in aumento o diminuzione espressa in MW, necessaria per ogni ora del giorno seguente. Abbiamo quindi un mercato di riserve secondarie a cui è collegato un mercato di riserve terziarie, che hanno l'obiettivo di riportare al loro valore *target* le riserve secondarie, nel momento in cui queste diminuiscono.

Inoltre, un mercato infragiornaliero è aperto ogni ora per risolvere gli aggiustamenti richiesti nei risultati del mercato giornaliero.

I processi del mercato di produzione quindi sono:

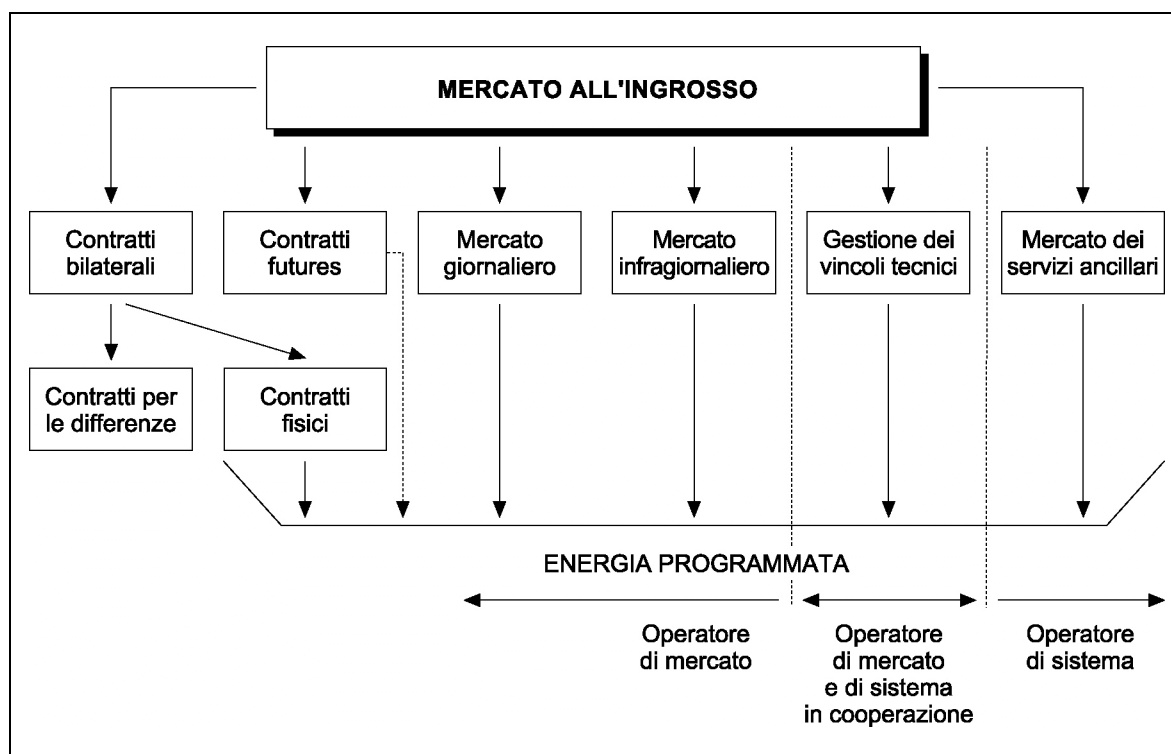
- mercato giornaliero: è il mercato in cui si realizzano la maggior parte delle transazioni; devono parteciparvi come offerenti tutte le unità di produzione disponibili che non siano vincolate a un contratto bilaterale fisico e gli agenti esterni registrati come venditori. Il lato della domanda nel mercato giornaliero è composto da distributori, *shippers*, consumatori idonei e agenti esterni registrati come compratori. Il risultato garantisce che non si superi la capacità massima di interconnessione con sistemi elettrici esterni, considerando i contratti bilaterali fisici che si riferiscono alle connessioni internazionali;
- risoluzione delle congestioni tecniche: eseguita la sessione del mercato giornaliero e ricevute le esecuzioni dei contratti bilaterali fisici nazionali, l'Operatore di Sistema valuta la fattibilità tecnica del programma di funzionamento delle unità di produzione, per garantire la sicurezza e affidabilità della fornitura nella rete di trasporto. Se il risultato del bilanciamento del mercato giornaliero, più le esecuzioni dei contratti bilaterali fisici, non rispetta la capacità massima di interscambio tra sistemi elettrici, o i requisiti di sicurezza, il procedimento di soluzione di congestioni tecniche modifica, nel primo caso, gli acquisti o le vendite da sistemi elettrici esterni che provocano l'eccesso di interscambio nell'interconnessione e, nel secondo caso, corregge l'assegnazione di energia alle unità di produzione;
- mercato infragiornaliero: è un mercato di aggiustamenti a cui possono accedere sia come domanda che come offerta le unità di produzione, i distributori, gli *shippers*, consumatori qualificati e agenti esterni che sono in possesso della qualifica di agenti del mercato. Nel caso dei compratori nel mercato giornaliero, per poter accedere al mercato infragiornaliero, devono aver partecipato alla corrispondente

sessione del mercato giornaliero o devono aver preso parte all'esecuzione di un contratto bilaterale fisico;

- servizi complementari e procedimento di gestione delle eccedenze: la finalità è che la fornitura di energia elettrica si produca sotto le condizioni di qualità, affidabilità e sicurezza stabilite dalla normativa e che si verifichi in modo permanente l'equilibrio tra generazione e domanda. I servizi complementari di banda di regolazione (riserve secondarie e terziarie) sono incorporati al programma giornaliero programmato. Una volta eseguite tutte le sessioni del mercato infragiornaliero, l'Operatore del Sistema realizza la gestione in tempo reale mediante l'utilizzazione dei servizi complementari e il procedimento di gestione delle eccedenze.

La figura 3 evidenzia i differenti tipi di mercato che si sviluppano nel sistema elettrico spagnolo, nonché gli ambiti di competenza dell'Operatore del Mercato e dell'Operatore del Sistema.

Figura 3 - Il mercato all'ingrosso spagnolo



Fonte: Autorità di Regolazione spagnola, aprile 2000

4.5 Sequenza delle sessioni del mercato di produzione di energia elettrica

L'insieme di sessioni del mercato di produzione di energia elettrica che si sviluppano il giorno precedente a quello corrispondente alla fornitura, ha per finalità la determinazione delle transazioni di elettricità e la programmazione delle unità di produzione necessarie perché si realizzino gli interscambi.

Secondo le regole di funzionamento del mercato e i procedimenti di operazione del sistema, lo schema di funzionamento è il seguente:

- nel mercato giornaliero si possono inviare offerte in tutti i momenti, avendo come limite l'ora di chiusura del periodo di ricevimento delle stesse. Tale mercato pubblica i risultati della sessione corrispondente alle ore 11,00. Le transazioni derivate dalla sessione del mercato giornaliero insieme ai contratti bilaterali fisici e ai contratti internazionali sottoscritti da Red Electrica de España danno origine al programma giornaliero base di funzionamento;
- sul programma giornaliero base di funzionamento, viene realizzata dall'Operatore del Sistema una valutazione di sicurezza, e se il programma non compie i requisiti di sicurezza stabiliti, un procedimento congiunto dell'Operatore del Sistema e dell'Operatore del Mercato determina le unità di produzione e offerta di compravendita esistenti che devono essere aggregate o eliminate dal programma base di funzionamento. Tale processo termina alle ore 14,00 e il risultato è il programma giornaliero programmato provvisorio;
- sulla base del programma giornaliero programmato provvisorio, l'Operatore del Sistema assegna, mediante asta basata sul prezzo marginale, le bande di regolazione secondaria in aumento o diminuzione, associate alle unità di produzione partecipanti. Il risultato che si pubblica alle ore 16,00 è il programma giornaliero di riferimento;
- gli operatori del mercato possono partecipare alle 6 sessioni infragiornaliere coordinate dall'Operatore del Mercato. L'adesione può realizzarsi con offerte di acquisto e/o vendita, con l'unico requisito di rispettare gli impegni dei servizi complementari acquisiti nel programma giornaliero programmato, e la condizione per le unità di acquisto di aver partecipato nel mercato giornaliero o avere eseguito un contratto bilaterale fisico nel giorno corrispondente. Il risultato di ogni sessione del mercato infragiornaliero dà luogo al programma orario finale;
- l'Operatore del Sistema si occupa di garantire che gli scostamenti tra domanda e offerta nelle sessioni del mercato infragiornaliero siano in equilibrio e, per fare in modo che questo avvenga, utilizza i servizi complementari, gestendo i flussi di produzione e consumo di elettricità.

4.6 Mercato giornaliero

Il mercato giornaliero è un *day ahead market*, basato sulle offerte della generazione e della domanda fatte il giorno precedente per le 24 ore del giorno successivo, in maniera tale che si venga a determinare un prezzo ogni ora.

Le offerte di questi venditori saranno presentate all'Operatore del Mercato e incluse in un procedimento di bilanciamento, avendo effetti sull'orizzonte giornaliero di programmazione, riferito al giorno successivo a quello di presentazione, e comprensivo dei ventiquattro periodi orari di programmazione consecutivi (23 o 25 periodi nei giorni in cui si verifica il cambio dell'ora).

Tutte le unità di produzione disponibili che non siano collegate a un contratto fisico bilaterale hanno l'obbligo di presentare offerte per il mercato giornaliero.

Le unità minori di 50 MW o quelle che all'entrata in vigore della legge 54/97 non erano assoggettate al Real Decreto 1538/1987, non dovranno presentare offerte al mercato giornaliero, potendole fare quelle la cui potenza installata sia superiore a 1 MW, per quei periodi di programmazione che stimino opportuni, così come è facoltativo per gli autoproduttori e i produttori in regime speciale dichiarare al mercato l'energia in eccedenza, avendo l'alternativa di presentare offerte al mercato.

Potranno anche presentare offerta di vendita di energia gli agenti esterni autorizzati.

I compratori nel mercato di produzione di energia elettrica sono: i distributori, gli *shippers*, i consumatori idonei e gli agenti esterni, la cui partecipazione sia autorizzata dal Ministero di Industria e Energia.

I compratori potranno presentare offerte di acquisto di energia elettrica nel mercato giornaliero solo se figurano iscritti nel Registro Amministrativo dei Distributori, Grossisti e Consumatori e se aderiscono alle Regole di funzionamento del mercato.

Gli agenti esterni autorizzati a vendere e comprare nel mercato dovranno presentare offerte di vendita nel caso siano autorizzati solo a vendere, potranno presentare offerte di acquisto nel caso siano autorizzati solamente a comprare e dovranno presentare offerte di acquisto o di vendita nel caso siano autorizzati tanto a comprare come a vendere.

Il volume totale di energia, che è domandata o offerta in ogni ora, può essere diviso in 25 blocchi, in ognuno dei quali si offre energia e prezzo della stessa, essendo il prezzo crescente in ogni blocco nel caso delle vendite e decrescente nel caso degli acquisti.

Le offerte economiche di vendita di energia elettrica che i venditori presentano all'Operatore del Mercato possono essere semplici o incorporare condizioni complesse in relazione al loro contenuto.

Le offerte semplici sono offerte economiche di vendita di energia, che i venditori presentano per ogni periodo orario e unità di produzione di cui siano titolari, con espressione di un prezzo e di una quantità di energia.

Le offerte che incorporano condizioni complesse di vendita sono quelle che, rispettando i requisiti richiesti dalle offerte semplici, comprendono inoltre tutte, alcune, o una delle condizioni tecniche o economiche che seguono:

- condizione di indivisibilità: permette di fissare nel primo blocco di ogni ora un valore minimo di funzionamento. Questo valore può essere diviso solo per l'applicazione dei gradienti di carica dichiarati dallo stesso agente, o per l'applicazione di regole di distribuzione, nel caso il prezzo sia distinto da zero;
- gradiente di carica: permette di stabilire la differenza massima tra la potenza all'inizio dell'ora e la potenza alla fine dell'ora dell'unità di produzione, limitando l'energia massima in funzione del bilanciamento dell'ora precedente e successiva, per evitare bruschi cambi nelle unità di produzione;
- entrata minima: permette la realizzazione di offerte in tutte le ore, ma rispettando che le unità di produzione non partecipino nel risultato del bilanciamento del giorno, se non si ottiene per l'insieme della sua produzione giornaliera un'entrata superiore a una quantità fissa stabilita in pesetas o euro, più una remunerazione variabile fissata in pesetas o centesimi di euro per ogni kWh prodotto dal processo di bilanciamento;

- fermata programmata: se l'unità di produzione è stata ritirata dal bilanciamento per non compiere la condizione di entrate minime, realizza una fermata programmata in un tempo massimo di tre ore.

L'Operatore del Mercato realizzerà il bilanciamento delle offerte economiche di acquisto e vendita di energia elettrica ricevute prima delle 10,00 del mattino attraverso il metodo del bilanciamento semplice o complesso, a seconda che concorrano offerte semplici o che esistano offerte che incorporano condizioni complesse.

Nel 1999 le offerte di vendita nel mercato giornaliero, nella maggior parte dei casi, non includevano condizioni complesse.

Il metodo di bilanciamento semplice è quello che ottiene in maniera indipendente il prezzo marginale, così come il volume di energia elettrica che si accetta per ogni unità di produzione e acquisto, per tutti i periodi orari di programmazione.

Il metodo di bilanciamento complesso ottiene il risultato a partire dal processo semplice, a cui si aggiungono le condizioni di indivisibilità e gradiente di carica, ottenendo così il bilanciamento semplice condizionato.

Mediante un processo iterativo si eseguono vari procedimenti semplici condizionati fino a quando tutte le unità di offerta cassate compiano la condizione di entrate minime così come di fermata programmata, essendo questa soluzione la prima soluzione finale provvisoria, ottenuta considerando una capacità illimitata nelle interconnessioni internazionali.

Attraverso un processo iterativo si ottiene la prima soluzione finale definitiva che rispetta la capacità massima di interconnessione internazionale, considerando tanto le offerte realizzate nel mercato giornaliero, quanto l'esecuzione di contratti bilaterali fisici che riguardano espressamente queste interconnessioni.

Il prezzo in ogni periodo orario sarà uguale al prezzo dell'ultimo blocco dell'offerta di vendita dell'ultima unità di produzione, la cui accettazione sia risultata necessaria per occuparsi della domanda che è risultata dall'operazione di bilanciamento.

Come risultato finale, si otterrà la programmazione di entrata nella rete stabilita dall'Operatore del Mercato a partire dal bilanciamento delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica, in cui si determina, per ogni periodo orario di uno stesso orizzonte giornaliero, il volume di energia elettrica che deve essere prodotta per coprire la domanda della stessa.

Il programma giornaliero base di funzionamento si ottiene alle ore 11,00, una volta ricevute le comunicazioni dell'esecuzione dei contratti fisici bilaterali, così come l'informazione sulla produzione in regime speciale che non ha presentato offerte al mercato, e incorpora i seguenti elementi:

- il prezzo marginale per ogni ora;
- l'energia elettrica determinata in ogni ora con il procedimento di bilanciamento, sia per le unità di produzione che di acquisto;
- l'ordine di precedenza economica, corrispondente alle offerte di vendita;
- l'ecedenza dei produttori in regime speciale;
- l'energia elettrica programmata, corrispondente alle unità di produzione disponibili escluse dall'obbligo di presentare offerte, come la produzione in regime speciale;

- l'esecuzione dei contratti bilaterali fisici in base alla comunicazione dei suoi titolari;
- la separazione delle unità di produzione idroelettrica, e la valutazione della loro localizzazione rispetto ai nodi congestionati della rete (pubblicato alle 12,00).

Dentro al processo del mercato giornaliero e dopo l'ottenimento del programma giornaliero base di funzionamento, l'Operatore del Sistema e l'Operatore del Mercato otterranno il programma giornaliero programmato, concordando la ritirata dei blocchi di offerte di acquisto e vendita che riguardano le interconnessioni internazionali, nel caso si sia superata la capacità massima di interconnessione internazionale, e il ritiro e/o incorporazione al programma base di funzionamento delle offerte di vendita di energia per risolvere le congestioni tecniche nel sistema elettrico spagnolo (prima delle 14,00).

Il prezzo medio nel 1999 nel mercato giornaliero è stato pari a 4,316 Pta/kWh, con un incremento rispetto al 1998 pari al 3,53%. Il mese con il prezzo medio più elevato è stato marzo, con 4,925 Pta/kWh, mentre quello con il prezzo medio più basso è stato gennaio, con 3,983 Pta/kWh. Il prezzo medio ponderato è stato di 4,447 Pta/kWh.

4.7 Gestione delle congestioni di rete

L'Operatore del Sistema, come responsabile della gestione tecnica, ha il compito di individuare le congestioni che potrebbero influire tanto sul mercato giornaliero, quanto su quello infragiornaliero.

Il mercato giornaliero

Se l'Operatore del Sistema individua nel programma base di funzionamento le congestioni, inizia la procedura per rimuoverle e le risolve operando congiuntamente con l'Operatore del Mercato, generando il programma giornaliero programmato definitivo, ottenuto ritirando offerte di acquisto e vendita che si riferiscono alle connessioni internazionali, nel caso si superi la capacità massima nelle interconnessioni, e ritirando o aggiungendo offerte di vendita per la risoluzione di congestioni tecniche nel sistema elettrico spagnolo.

La soluzione dei vincoli tecnici costituisce un'alterazione non desiderabile del mercato, per cui i criteri applicati dall'Operatore di Sistema e dall'Operatore di Mercato saranno volti a minimizzare l'impatto della soluzione sul risultato della cassazione e il costo aggiunto derivato da questa soluzione.

Il meccanismo prevede che l'Operatore del Sistema determini l'energia che è necessario ritirare o incorporare per risolvere le congestioni, senza considerare nessuna condizione complessa delle offerte delle unità di produzione e rispettando il minimo tecnico nel caso in cui si assegnino unità di produzione che non siano state inserite nel procedimento di bilanciamento nel mercato giornaliero.

Le produzioni concernenti i contratti bilaterali fisici possono essere ritirate durante questo processo e sono caratterizzate dal non avere nessuna priorità rispetto alle offerte di vendita di energia presentate nel mercato giornaliero.

Per fare in modo che non si verifichino nuove congestioni nel processo posteriore di aggiustamento tra produzione e domanda, l'Operatore di Sistema invierà all'Operatore del Mercato le limitazioni che devono essere rispettate, e bisognerà evidenziare l'energia

che dovrà essere eliminata dalle vendite o dagli acquisti riguardanti le connessioni internazionali.

L'Operatore del Mercato, dopo aver ricevuto le informazioni precedenti, si occuperà di modificare il risultato del bilanciamento, ritirando in primo luogo le offerte di acquisto e di vendita che si riferiscono alle connessioni internazionali, selezionando le offerte più competitive e scartando le rimanenti, e incorporando o ritirando le offerte segnalate dall'Operatore del Sistema.

Successivamente, l'Operatore del Mercato modificherà ora per ora il risultato del bilanciamento, in modo che venga rispettato l'equilibrio tra produzione e domanda di energia in tutte le ore, in conformità con l'informazione inviata dall'Operatore del Sistema.

Si dovrà quindi mantenere la condizione di entrate minime, nel caso si incorpori energia dalle unità di produzione che non hanno avuto modificazioni in processi precedenti e, nel caso in cui venga sottratta energia, la diminuzione deve essere ripartita in maniera proporzionale tra il mercato giornaliero e l'esecuzione dei contratti bilaterali fisici.

Nel mercato giornaliero si ritirerà per ordine di precedenza economica complessa, mentre nei contratti bilaterali fisici in maniera proporzionale tra le unità di produzione, in funzione della capacità di diminuire la propria produzione.

Il risultato del ritiro e/o incorporazione delle offerte sul programma base di funzionamento viene inviato dall'Operatore del Mercato all'Operatore del Sistema in modo che elabori il programma giornaliero programmato provvisorio che, una volta incorporati i servizi complementari, formerà il programma giornaliero programmato definitivo.

Il mercato infragiornaliero

L'Operatore del Sistema, se individua una qualche restrizione che evidenzia come il programma orario finale che risulta dall'applicazione del bilanciamento del mercato intragiornaliero non si realizza mantenendo i criteri di qualità, sicurezza e affidabilità, opererà su tale restrizione, indicando il ritiro dell'insieme di offerte eseguite, in grado di risolvere le congestioni.

L'Operatore del Mercato manterrà l'equilibrio tra la produzione e la domanda di energia, ritirando energia sulla base della precedenza economica del mercato infragiornaliero.

4.8 Mercato infragiornaliero

Il mercato infragiornaliero regolato nell'articolo 15 del Real Decreto 2019/1997, come parte integrante del mercato di produzione di energia elettrica, ha per oggetto l'aggiustamento del programma giornaliero definitivo mediante la presentazione di offerte di vendita e acquisto di energia elettrica da parte degli agenti del mercato.

Possono presentare offerte di vendita di energia elettrica tutti gli agenti abilitati a farlo nel mercato giornaliero, e quegli agenti abilitati a presentare offerte di acquisto nel mercato giornaliero che hanno partecipato nella sessione del mercato giornaliero corrispondente alla sessione aperta per il mercato infragiornaliero o che abbiano eseguito un contratto bilaterale fisico.

I citati agenti abilitati per presentare offerte di acquisto nel mercato giornaliero potranno partecipare al mercato infragiornaliero solo nei periodi orari di programmazione, che corrispondono a quelli nella sessione del mercato giornaliero a cui hanno partecipato.

Le offerte economiche di vendita di energia elettrica presentate dai venditori nel mercato infragiornaliero all'Operatore del Mercato possono essere semplici o includere condizioni complesse.

Quelle semplici sono offerte economiche di vendita di energia da 1 a 5 blocchi, che i venditori presentano per ogni periodo orario e unità di produzione o acquisto di cui siano titolari, ed esprimono un prezzo crescente in ogni blocco e una quantità di energia.

Le offerte di vendita che includono condizioni complesse, sono quelle che, soddisfacendo i requisiti richiesti per le offerte semplici, incorporano tutte o alcune delle seguenti condizioni complesse:

- gradiente di carica;
- entrate minime;
- accettazione completa nel bilanciamento del primo blocco dell'offerta di vendita: permette alle offerte di vendita di fissare un profilo per l'insieme di tutte le ore del mercato infragiornaliero che può eseguire il bilanciamento solo se avviene nel primo blocco di tutte le ore. Questo permette di aggiustare i programmi delle unità di produzione o acquisto in un nuovo profilo o nel caso non sia possibile una parte, di lasciare il programma precedente senza nessuna modificazione delle ore in maniera individuale. Si utilizza questa opzione quando la programmazione di alcune ore è possibile solo se lo è anche in altre, per esempio per anticipare il processo di partenza o fermata;
- accettazione completa in ogni ora nel bilanciamento del primo blocco dell'offerta di vendita: implica che il primo blocco sarà programmato solo in una determinata ora e, nel caso sia eseguito il bilanciamento, verranno ritirati tutti i blocchi di quell'ora, ma non sarà ritirata l'offerta realizzata per il resto delle ore. Questa opzione è utile per la programmazione di gruppi che producono o consumano un valore minimo o niente;
- condizione del numero minimo di ore consecutive di accettazione completa del primo blocco dell'offerta di vendita: si può applicare quando l'unità di produzione (acquisto) deve produrre (interrompere di consumare) in maniera consecutiva per un numero predefinito (minimo) di ore;
- energia massima: permette a unità di offerta che hanno una limitazione nella disponibilità di energia, di offrire in tutte le ore limitando però il valore risultante dal bilanciamento a un massimo globale di energia. Questa condizione è necessaria in conseguenza della volatilità dei prezzi tra le differenti ore nel mercato infragiornaliero.

Il programma finale delle offerte di vendita per ogni sessione del mercato intragiornaliero deve rispettare le limitazioni dichiarate dall'Operatore del Sistema, in riferimento all'orizzonte di programmazione.

Per quanto concerne le offerte di acquisto, hanno le stesse caratteristiche delle offerte di vendita, con la sola differenza che le condizioni complesse prevedono la condizione di pagamenti massimi, che equivale a quella di ingressi minimi applicata all'acquisto di

energia, che non determinerà il bilanciamento nel caso il costo sia superiore a un valore fisso espresso in pesetas o euro più una variabile espressa in pesetas o centesimi di euro per kWh prodotto dal processo di bilanciamento.

L'Operatore del Mercato realizzerà il bilanciamento delle offerte economiche di acquisto e vendita di energia elettrica attraverso il metodo semplice, mediante cui si ottiene in maniera indipendente il prezzo marginale, così come il volume di energia elettrica che si accetta per ogni offerta di acquisto e vendita per ogni periodo orario di programmazione o di bilanciamento complesso.

Quest'ultimo prevede che il risultato si ottenga a partire dal metodo semplice a cui si aggiunge la condizione di gradiente di carica, ottenendo così il bilanciamento semplice condizionato.

Attraverso un processo iterativo si compiono vari processi semplici condizionati, fino a quando tutte le unità di vendita e acquisto che hanno preso parte al bilanciamento compiano le condizioni complesse dichiarate, essendo questa la prima soluzione finale provvisoria.

Mediante un processo iterativo si ottiene poi la prima soluzione finale definitiva, che rispetta la capacità massima di interconnessione internazionale.

Il prezzo in ogni segmento orario di programmazione sarà uguale al prezzo dell'ultimo blocco dell'offerta di vendita dell'ultima unità di produzione la cui accettazione sia stata necessaria per accogliere totalmente o parzialmente le offerte di acquisto a un prezzo uguale o superiore al prezzo marginale.

Il programma orario finale di ognuna delle sei sessioni del mercato infragiornaliero incorpora i seguenti elementi:

- il prezzo marginale infragiornaliero per ogni ora;
- l'energia elettrica risultante dal procedimento di bilanciamento per le unità di produzione e acquisto, includendo quella incorporata nei programmi anteriori;
- l'ordine di precedenza economica delle offerte di acquisto e vendita;
- i dettagli della produzione e i consumi delle offerte cassate per unità di produzione o nodo di connessione alla rete.

L'orizzonte di programmazione della prima sessione è di 28 ore, mentre per le successive si passa a 24 ore, 20, 17, 13, 9.

4.9 Contratti bilaterali

Sono contratti che hanno luogo tra agenti del mercato di produzione di energia elettrica, eccetto il caso specifico di compratori di contratti di esportazione, che possono non essere necessariamente agenti del mercato.

Nella realtà questo tipo di contratti non trova molto spazio, e questo potrebbe anche essere visto come un indicatore del fatto che il meccanismo di borsa funziona bene, oppure che non è facile operare liberamente al di fuori del mercato organizzato.

Esistono contratti bilaterali fisici e altre modalità di contrattazione.

Per quanto riguarda i primi, i consumatori qualificati o gli agenti esterni potranno formalizzare contratti bilaterali fisici di fornitura di energia elettrica con produttori o agenti esterni.

Le unità di produzione che risultano essere collegate all'esecuzione di questi contratti saranno esonerate dall'obbligo di presentare offerte nel mercato di produzione di energia elettrica per la parte di energia generata, vincolata al compimento del contratto.

I contratti bilaterali fisici devono evidenziare le unità di produzione implicate, il consumo previsto, e dovranno avere una durata minima di almeno un anno.

Il contratto bilaterale fisico dovrà definire quale delle parti sarà obbligata a soddisfare i pagamenti corrispondenti a servizi complementari, pedaggi, costi permanenti del sistema, costi di sicurezza, costi riferiti alla moratoria nucleare, costi derivanti dalla normativa vigente.

Tali contratti dovranno essere comunicati all'Operatore del Mercato e all'Operatore del Sistema, indicando in maniera dettagliata i periodi temporali di esecuzione e i dati relativi alla fornitura e al consumo, in modo da essere presi in considerazione nella realizzazione dei programmi giornalieri.

Il titolare di un'unità di produzione che ha firmato un contratto bilaterale fisico, dovrà partecipare al mercato dei servizi complementari nel momento in cui venga sollecitato dall'Operatore del Sistema.

Per quanto riguarda le seconde, possono formalizzarsi contratti tra consumatori qualificati e il resto degli agenti del mercato che, considerando la fornitura di energia elettrica mediante il mercato, determinino la sua liquidazione o al prezzo di mercato o per differenza rispetto a tale prezzo.

I contratti di questo tipo dovranno essere comunicati all'Operatore del Mercato indicando il periodo temporale di riferimento e il soggetto con cui si realizza la liquidazione nel mercato di produzione.

4.10 Gestione tecnica

I processi di gestione tecnica del sistema sono quelli necessari per assicurare la fornitura di energia elettrica in condizioni di qualità, affidabilità e sicurezza e sono caratterizzati da un dispacciamento di merito economico.

Questi processi sono i servizi complementari e la gestione in tempo reale.

I servizi complementari possono avere natura obbligatoria (regolazione primaria e controllo di tensione) o facoltativa (regolazione secondaria, regolazione terziaria, controllo di tensione e ripresa del servizio).

Per l'assegnazione del servizio complementare di regolazione primaria, l'Operatore del Sistema pubblicherà, con carattere annuale, la percentuale minima di variazione di carica, così come la velocità massima di risposta in relazione a differenti sbilanciamenti di frequenza.

Questo servizio è obbligatorio, e quindi tutte le unità di produzione dovranno adempiere al compito, o contrattare con altre unità di produzione lo svolgimento dello stesso.

Per quanto riguarda l'assegnazione del servizio complementare relativo alla banda di potenza di regolazione secondaria, l'Operatore del Sistema pubblicherà ogni giorno,

insieme al programma giornaliero programmato provvisorio, le richieste orarie per il giorno seguente, aprendo un periodo di ricevimento di offerte che dovranno includere la banda offerta e il prezzo per MW, procedendo all'esecuzione dell'algoritmo di assegnazione della banda di regolazione, secondo quanto stabilito nei procedimenti di operazione tecnica del sistema.

Per l'assegnazione del servizio complementare di regolazione terziaria, gli agenti dovranno, prima delle ore 24,00 di ogni giorno, mandare le loro offerte orarie di cambiamento massimo del livello di produzione in 15 minuti, ovvero la potenza che può essere fornita entro 15 minuti per un periodo di tempo di almeno 2 ore.

Queste offerte, che dovranno includere l'energia offerta e il corrispondente prezzo per kWh, saranno modificate dagli agenti in forma continua, in funzione dei cambiamenti di programma che hanno le differenti unità di produzione per processi posteriori al programma orario finale.

L'obiettivo immediato delle riserve terziarie è di restituire le riserve secondarie al loro valore target, ogni volta che queste decrescono e ciò avviene autonomamente per ogni generatore, supervisionato dall'Operatore del Sistema.

Il servizio complementare di controllo di tensione prevede che l'Operatore del Sistema stabilisca, con cadenza annuale, la richiesta minima di assorbimento o generazione di reagente nelle unità di produzione, essendo libero l'incremento di offerta sopra la richiesta minima.

L'Operatore del Sistema stabilirà poi, per quanto riguarda l'assegnazione del servizio complementare di ripresa del servizio, con carattere annuale, i piani di ripresa di zona e nazionali con le offerte delle differenti unità di produzione.

4.11 Valutazione del prezzo dell'energia

L'Operatore del Mercato, essendo responsabile della gestione economica del sistema, definisce la liquidazione del mercato di produzione di energia elettrica, processo mediante cui vengono determinati il prezzo e l'importo finale che devono essere pagati dal compratore, nonché l'importo che deve essere percepito dal venditore, il quale ha il compito di comunicare gli obblighi di pagamento e i diritti di riscossione sorti nel mercato.

L'Operatore del Mercato realizza la liquidazione utilizzando le informazioni risultanti dai processi di bilanciamento del mercato giornaliero e infragiornaliero, dalla soluzione delle congestioni tecniche e dalle informazioni che sono fornite dall'Operatore del Sistema in relazione ai processi che sono di sua responsabilità. In questo modo si determina un prezzo per ogni agente, in funzione della sua partecipazione nei mercati e processi di operazione tecnica.

Il prezzo finale dell'energia, calcolato con carattere orario, incorporerà i seguenti elementi:

- prezzo del bilanciamento nel mercato giornaliero;
- costo risultante dal processo di risoluzione delle congestioni tecniche;
- costo del mercato dei servizi complementari;
- prezzo del bilanciamento nel mercato infragiornaliero;
- costo della garanzia di potenza;

- costo dei procedimenti di gestione tecnica;
- deficit dei contratti internazionali a lungo termine.

Ogni giorno, l'Operatore del Mercato mette a disposizione degli agenti del mercato la liquidazione del giorno precedente, che comunque ha un carattere provvisorio, e gli agenti hanno un termine di tre giorni per presentare reclami; l'Operatore del Mercato dispone di altri tre per risolvere le controversie.

Inoltre, viene operata una liquidazione mensile, il terzo giorno disponibile successivo all'ultimo giorno del mese trascorso, la cui finalità è quella di definire le note di pagamento e addebito.

In riferimento al mercato giornaliero, esiste un unico prezzo per ogni ora, che è il prezzo marginale orario.

I diritti di riscossione di ogni venditore si calcolano come il prodotto dell'energia venduta, moltiplicato per il prezzo marginale orario; allo stesso modo gli obblighi di pagamento di ogni compratore si calcolano come il prodotto degli acquisti realizzati, moltiplicati per il prezzo marginale orario.

Nel mercato infragiornaliero, così come in quello giornaliero, ogni sessione ha un prezzo unico per compratori e venditori – il prezzo marginale della sessione – ma a differenza del mercato giornaliero, in una stessa ora, ci sono differenti prezzi, tanti come le sessioni.

I diritti di riscossione e gli obblighi di pagamento degli agenti sono il risultato della somma algebrica dei prodotti delle vendite e degli acquisti, realizzati in ogni ora nelle distinte sessioni, per il prezzo della suddetta ora in ognuna delle sessioni.

Il processo di soluzione dei vincoli tecnici è un processo equilibrato, in cui operano solo le unità di produzione.

Per le unità di produzione ritirate in seguito al procedimento, si avrà una rettifica dell'annotazione in conto del mercato giornaliero, calcolata come il prodotto dell'energia ritirata, valutata al prezzo marginale corrispondente.

Per le unità di produzione che risolvono le restrizioni si avrà un diritto di riscossione in funzione della offerta presentata nel mercato giornaliero, il cui prezzo si determina considerando l'offerta, semplice o complessa, che presuppone una maggiore retribuzione per il venditore.

La differenza tra il prezzo dell'offerta che risolve le congestioni e il prezzo marginale del mercato giornaliero, genera un costo aggiuntivo, che sarà pagato da tutti i compratori del mercato giornaliero e da coloro i quali acquistano energia per mezzo dei contratti fisici bilaterali.

Nel mercato infragiornaliero le congestioni si risolvono mediante il ritiro delle offerte di acquisto e vendita che le determinano.

Alle unità di produzione o acquisto a cui siano state ritirate le offerte economiche di vendita (acquisto), si concederà una rettifica dell'annotazione in conto precedente così da riequilibrare la situazione.

I servizi complementari di natura facoltativa sono valutati al prezzo marginale, che è stato determinato dall'Operatore del Sistema in relazione al servizio e al periodo di programmazione.

Esistono poi i servizi complementari di regolazione secondaria, che sono la banda e l'energia.

La banda di potenza assegnata viene retribuita al prezzo marginale di banda e, con l'informazione ricevuta proveniente dall'Operatore del Sistema circa il compimento reale della messa a disposizione del sistema della banda di regolazione assegnata, si calcolano i diritti di riscossione e gli obblighi di pagamento associati.

Gli obblighi di pagamento per questo servizio devono essere corrisposti dai distributori, gli *shippers*, i consumatori idonei, gli agenti esterni e i titolari delle unità di produzione non inclusi nella zona di regolazione.

L'energia di regolazione secondaria, generata come risposta alle sollecitudini del sistema, viene retribuita al prezzo dell'energia di regolazione terziaria non dispacciata.

Nel servizio complementare di regolazione terziaria si retribuisce l'energia assegnata al prezzo marginale orario dell'energia di regolazione terziaria in aumento o diminuzione.

L'Operatore del Sistema, una volta venuto a conoscenza degli sbilanciamenti comunicati dagli agenti e delle stime degli stessi, convoca il procedimento di gestione degli sbilanciamenti.

Le eccedenze hanno una prima annotazione in conto, diritto di riscossione o obbligo di pagamento, comunicato attraverso il prezzo marginale orario.

L'energia apportata o ritirata dal sistema, come conseguenza di uno scostamento tra domanda e offerta, è valutata al prezzo marginale del mercato giornaliero, mentre l'energia apportata o ritirata dal sistema per risolvere gli sbilanciamenti, è valutata rispettivamente al prezzo marginale di vendita o di acquisto.

I costi aggiuntivi prodotti si ripercuoteranno tra gli agenti che hanno causato gli sbilanciamenti.

Per quanto riguarda la garanzia di potenza, le unità di produzione obbligate a presentare offerte economiche di vendita hanno diritto a ottenere una retribuzione, sempre che abbiano accreditato un funzionamento equivalente a piena carica ad almeno 100 ore nell'ultimo anno.

L'ammontare sarà pari a 1,15 Pta/kWh sul totale di energia domandata nel mercato di produzione dai consumatori finali nazionali.

CAPITOLO 5

L'esperienza inglese

5.1 Introduzione

Il mercato elettrico del Regno Unito ha registrato profonde trasformazioni a partire dagli anni '90, determinate dalla necessità di adeguarsi alle rinnovate esigenze degli operatori del mercato e delle istituzioni.

Nel febbraio del 1988 viene emanato il *White Paper "Privatising Electricity"*, contenente sia le principali modalità mediante le quali rendere il mercato elettrico maggiormente competitivo, sia il *framework* legislativo di regolazione del nuovo assetto organizzativo del settore.

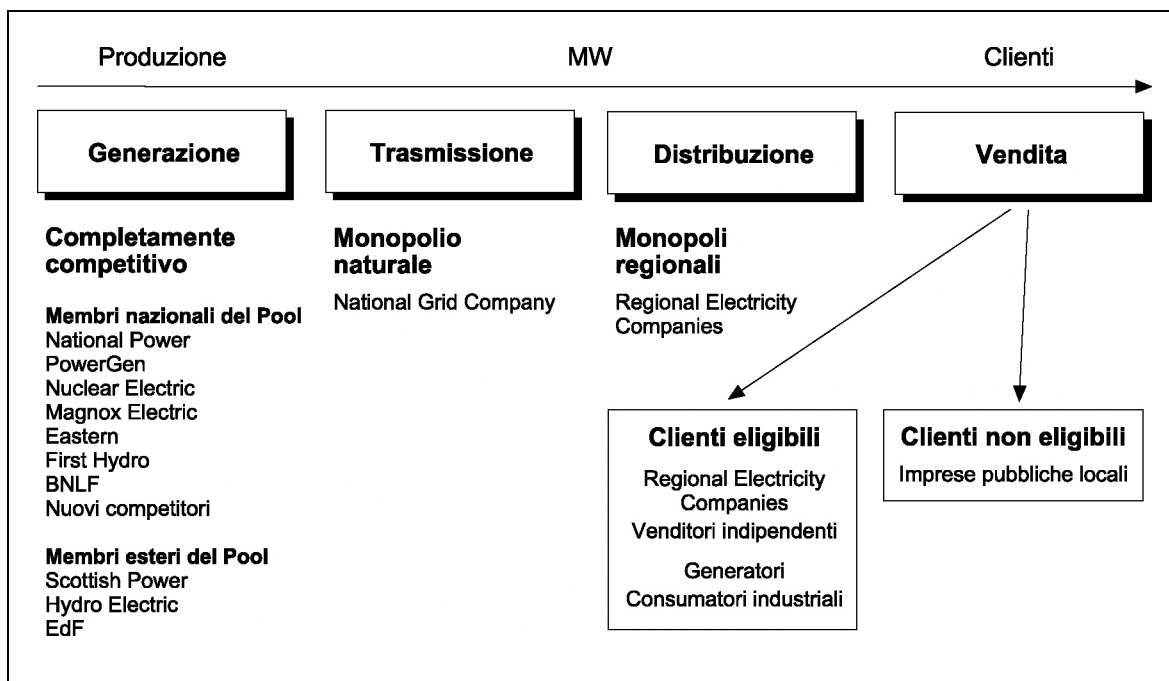
Il *White Paper* prevedeva il mutamento dell'assetto di mercato in termini maggiormente concorrenziali mediante la rimozione del monopolio detenuto dalla Central Electricity Generating Board (CEGB) nelle fasi di generazione e trasmissione. L'eliminazione di tali barriere legali avrebbe reso possibile l'entrata di nuovi operatori nel mercato accanto all'*incumbent*. La liberalizzazione del mercato ha richiesto inoltre la deverticalizzazione mediante *unbundling* societario della CEGB, la quale venne suddivisa in diverse società:

- National Power, PowerGen e Nuclear Electric per la fase della generazione;
- National Grid Company per la fase di trasmissione.

Nella fase della distribuzione ai clienti, le Regional Electricity Companies continuavano ad operare sostanzialmente in condizioni di monopolio legale locale. Nel 1990 erano individuati come clienti eligibili (ovvero liberi di acquistare da qualunque venditore dotato di licenza) solamente quelli il cui consumo annuo fosse superiore a 1 MW. Dall'aprile del 1994 tale soglia è stata abbassata a 100 kW, mentre dal 1998 tutti i clienti sono considerati eligibili.

Dieci anni dopo il *White Paper* la struttura dell'industria elettrica britannica risulta essere decisamente mutata (figura 4).

Figura 4 - Struttura dell'industria elettrica britannica



La creazione del Pool costituisce parte integrante di questo processo di trasformazione dell'industria elettrica. In sostanza, il Pool è un contratto aperto multilaterale stipulato tra generatori e venditori che definisce le regole ed i meccanismi utilizzati per scambiare energia all'ingrosso.

Il Pool può essere definito in diversi modi:

- come l'insieme delle regole che definisce le modalità mediante le quali i soggetti che scambiano elettricità debbono contrattare;
- come il sistema attraverso il quale è possibile per i generatori offrire l'elettricità e per i compratori approvvigionarsi;
- come il meccanismo di definizione dei prezzi dell'elettricità all'ingrosso per ciascuna mezz'ora;
- come il sistema di "aggiustamento" di accredito/addebito dei generatori/venditori.

5.2 Principali caratteristiche del Pool

Le principali caratteristiche del Pool inglese sono le seguenti:

- *Pool obbligatorio*. Tutti i generatori in possesso di una licenza debbono vendere la maggior parte del loro *output* mediante il Pool e, analogamente, gli acquirenti/venditori debbono acquistare la maggior parte dell'elettricità attraverso il Pool. Conseguentemente, la contrattazione al di fuori del Pool (TOP, Trading Outside the Pool) è sostanzialmente limitata;
- la forma prescelta per il *dispacciamento* è quella di *merito*;

- è un *mercato unilaterale (one-sided market)*, in quanto solamente i venditori (generatori) formulano la loro offerta nel Pool, mentre la domanda degli acquirenti è stimata;
- le offerte sono sostanzialmente *complesse* (contengono un numero elevato di parametri) in quanto debbono riflettere la funzione di costo dei generatori (altrettanto complessa);
- le offerte *non* sono *vincolanti*. I generatori possono dichiarare nuovamente la loro disponibilità a produrre senza incorrere nel pagamento di nessuna penalità, anche se i prezzi sono stati definiti sulla base delle loro precedenti offerte e disponibilità. Le implicazioni di tale caratteristica debbono essere valutate in relazione ad altri problematiche. In generale, i sostenitori delle *firm bids* affermano che le offerte vincolanti responsabilizzano gli operatori in relazione alle conseguenze di loro possibili fallimenti in termini di soddisfacimento della domanda. Questo ridurrebbe i costi per la maggior parte degli operatori di mercato, rendendo più rischioso, e conseguentemente più costoso, "ingannare" il mercato. Al contrario, i detrattori delle *firm bids* affermano che la vincolatività delle offerte aumenterebbe il rischio di esposizione dei partecipanti aumentando i costi complessivi del sistema;
- i generatori che partecipano al Pool pagano il System Marginal Price (SMP);
- i costi per il bilanciamento sono *distribuiti* tra tutti i partecipanti al mercato;
- il *Pool market* per il settore elettrico si basa su un *contratto multilaterale* denominato Pooling and Settlement Agreement, stipulato tra generatori e venditori, che costituisce il meccanismo di funzionamento del mercato all'ingrosso per il commercio dell'elettricità. Tale contratto definisce le regole che disciplinano la formazione dei prezzi all'interno di un mercato competitivo. Il Pool è governato dagli stessi membri che partecipano;
- vi è una sostanziale *coincidenza* tra operatore di mercato e operatore di sistema;
- è un *ex ante system*. I prezzi vengono definiti il giorno prima; conseguentemente, è necessario predisporre una serie di meccanismi di "bilanciamento". Meccanismi di determinazione dei prezzi *ex ante* dovrebbero consentire ai partecipanti di rispondere ai mutamenti di prezzo di breve periodo. D'altro canto, le *bids* formulate non sono mai davvero vincolanti, in quanto la definizione di prezzi *ex ante* consente sempre la modifica dei prezzi mediante l'imposizione di *balancing charges*.

La figura 5 illustra in maniera esauriente l'attuale struttura del Pool inglese.

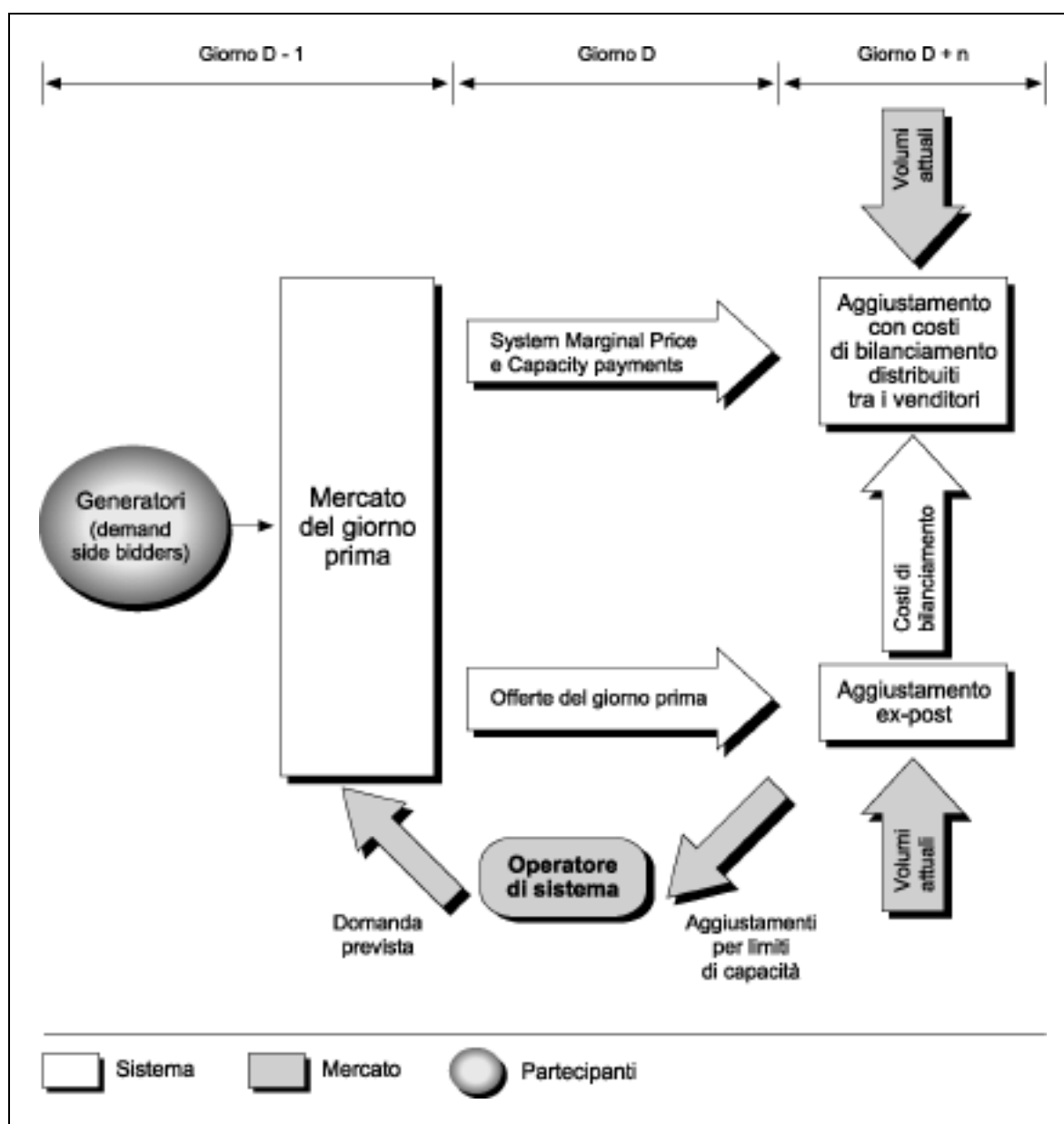
5.3 Day Ahead Market

In sostanza, ciascun generatore formula un'offerta per ciascuna unità di elettricità, tenendo in considerazione diversi elementi/parametri. Questo dovrebbe consentire agli operatori di definire un'offerta che rifletta gli *engineering costs*, nonostante non sussista nessun obbligo di copertura di tali costi.

Tutti questi elementi vengono utilizzati dall'operatore di sistema National Grid Company (NGC), per determinare la programmazione oraria degli impianti di produzione per il giorno successivo.

Secondo alcuni, la complessità legata alla definizione delle offerte consentirebbe all'operatore di mercato di ottimizzare il sistema, incorporando nell'offerta tutti gli *engineering costs*. Questo contribuirebbe inoltre a ridurre i rischi di dispacciamento per i generatori, con conseguente riduzione dei prezzi di vendita. Secondo altri, al contrario, offerte più semplici consentirebbero ai generatori di gestire meglio il rischio di dispacciamento, sollecitandoli a formulare offerte maggiormente aderenti ai loro costi marginali o incrementali. Inoltre, offerte più semplici renderebbero la definizione dei prezzi altrettanto semplice e trasparente.

Figura 5 - Attuale struttura del Pool in Gran Bretagna



Il meccanismo Pool definisce i prezzi all'ingrosso e il *generation merit order* per incontrare la domanda prevista (maggiorata di un margine di riserva).

La NGC, come operatore di trasmissione, è responsabile per la programmazione e il dispacciamento dell'elettricità generata in funzione della quantità domandata.

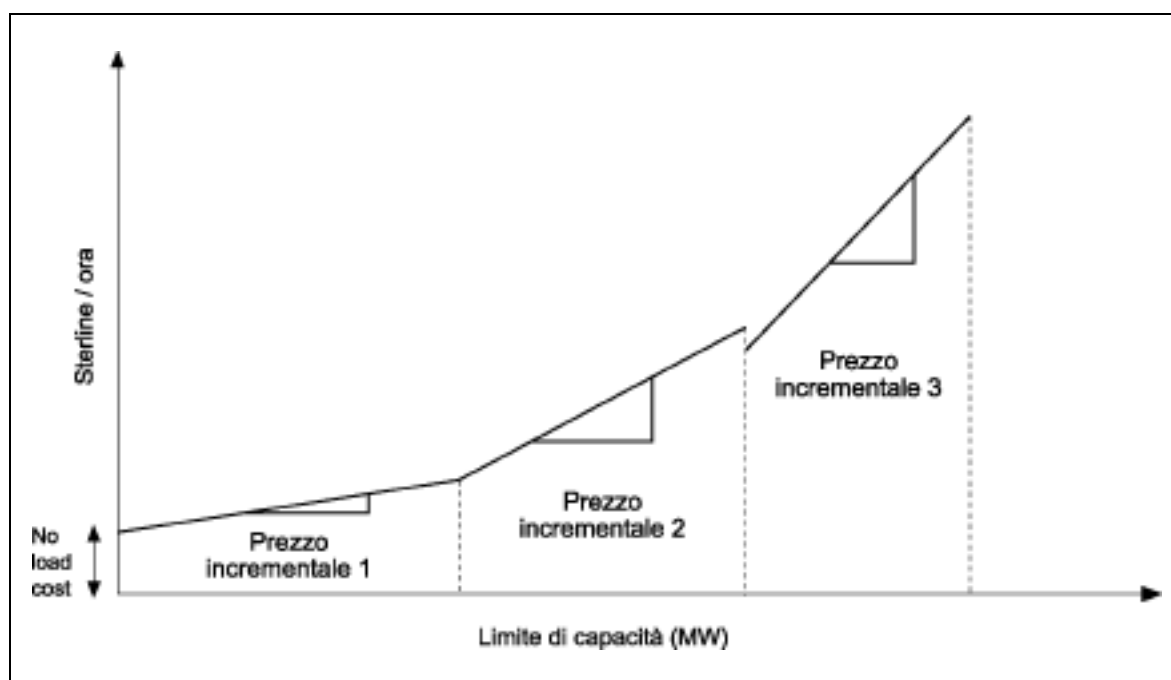
I prezzi all'interno del Pool sono definiti sulla base di un meccanismo competitivo. Ogni giorno, a partire dalle 10,00, i generatori (incluse le compagnie scozzesi e EdF) formulano un'offerta per il giorno successivo. Questa offerta deve contenere, per ciascuna unità:

- il livello di *output* offerto per ogni mezz'ora;
- un certo numero di parametri di prezzo.

Inoltre, ogni limitazione degli impianti viene notificata come livello di generazione minimo, insieme al tasso al quale tale livello può crescere o decrescere.

Ciascuna unità offerta contiene 5 parametri di prezzo: un prezzo minimo iniziale, un *no-load price* e tre prezzi incrementali. Il *no-load price* ed i prezzi incrementali definiscono il prezzo operativo dell'impianto ai diversi livelli di *output* una volta che le unità sono state sincronizzate¹. Tali parametri vengono scelti in modo da essere rappresentativi dei costi tecnico/operativi, anche se non sussiste nessun obbligo di formulare offerte che riflettano tali costi.

Figura 6 - Parametri di prezzo formulati dai generatori di energia per l'offerta del giorno successivo



¹ Le caratteristiche dell'elettricità prodotta da una stazione in termini di voltaggio e di frequenza devono essere fatte coincidere con quelle della rete di trasmissione prima che ogni unità elettrica possa essere esportata dalla stazione. Questo processo viene definito sincronizzazione.

L'operatore di rete formula una previsione della domanda (maggiorata di un margine di riserva) per ciascuna mezz'ora del giorno successivo e poi programma le offerte dei diversi generatori in modo da incontrare la domanda.

Generalmente, il prezzo dell'unità più costosa programmata in modo da incontrare la domanda prevista è definito come System Marginal Price (SMP). In molte mezz'ore, il SMP tiene conto di tutti i parametri di prezzo inclusi nel processo d'offerta ma, in alcuni periodi ("*Table B*" periods), tipicamente quelli nei quali la domanda è bassa, vengono presi in considerazione unicamente i prezzi incrementali.

Al SMP viene aggiunta una componente denominata Capacity Payment. Questa componente è finalizzata ad incentivare i generatori a mantenere un adeguato margine di generazione sopra il livello della domanda per elettricità in modo da coprire gli eventuali picchi di domanda e gli eventuali fallimenti dei generatori.

In sostanza, i Capacity Payment sono stati introdotti nella struttura dei prezzi del Pool in quanto si riteneva che senza gli stessi non sarebbe stata prodotta elettricità sufficiente a soddisfare la domanda. Infatti, se i prezzi fossero determinati esclusivamente sulla base del costo marginale, gli impianti che partecipano raramente non sarebbero in grado di coprire i loro costi fissi, rendendo non profittevole la loro partecipazione. Questo è vero anche in presenza di *sunk costs* e costi incrementali sostanzialmente bassi. Ancora, in assenza di Capacity Payments le scarse aspettative in termini di ricavi potrebbero scoraggiare l'effettuazione di nuovi investimenti. Conseguentemente, molti hanno affermato che i Capacity Payment rivestono un ruolo importante nel mantenimento della sicurezza del sistema.

Il Capacity Payment è il prodotto di due fattori: la Loss of Load Probability (LOLP) ed il Value of Lost Load (VOLL). La LOLP, calcolata sulla base di ogni mezz'ora, riflette la probabilità che, data la domanda prevista, le offerte dei generatori e l'incertezza legata a questi valori, vi siano impianti insufficienti a soddisfare la domanda. Il Value of Lost Load (VOLL) riflette il costo che debbono sopportare i consumatori per un'interruzione di elettricità.

Quindi:

$$\text{Capacity Payment} = \text{LOLP} \times (\text{VOLL} - \text{SMP})$$

SMP e Capacity Payment (CP) costituiscono il *Pool Purchase Price* (PPP). Il PPP è calcolato il giorno precedente al giorno della vendita e reso noto ai membri del Pool elettronicamente entro le 16,00 del suddetto giorno. Ogni generatore riceve come corrispettivo il PPP, a prescindere dai prezzi di vendita formulati.

Nel Pool il prezzo che viene pagato al generatore è pari al SMS più pagamenti addizionali a quei generatori che si dichiarano disponibili. In sostanza, i generatori che partecipano alla generazione ricevono un Capacity Payment, mentre quelli che non partecipano ma sono disponibili a farlo ricevono un *Unscheduled Availability Payment* (USAV) che è molto simile.

Il Pool elettrico formula le previsioni relative alla domanda nel "mercato del giorno prima". Il giorno di contrattazione, le circostanze possono cambiare. I generatori possono riformulare la loro disponibilità a generare e, conseguentemente, gli errori nella formulazione delle previsioni debbono essere accomodati. L'operatore di sistema (NGC) è responsabile affinché la domanda e l'offerta si incontrino ogni minuto.

5.4 Il processo di bilanciamento

Allo scopo di bilanciare domanda ed offerta, può rendersi necessario ridurre la domanda o, alternativamente, incrementare la generazione.

Alcuni consumatori scelgono di stipulare contratti con fornitori i cui prezzi sono direttamente legati ai *Pool prices*. Questi consumatori possono, in principio, rispondere ai segnali dei *pool prices* adeguando la loro domanda finché i *Pool prices* non sono pubblicati il giorno precedente la contrattazione. Questo comportamento non influenza il PPP ma potrebbe influenzare l'*Energy Uplift*.

Alcuni grandi consumatori industriali, circa 30, possono invece partecipare direttamente al Pool come *demand-side bidders*. Essi sottopongono la loro offerta al Pool specificando il prezzo al quale sono disposti a ridurre la loro domanda. Essi non ricevono alcun pagamento aggiuntivo per riduzioni programmate.

Tabella 1 - La struttura dei pagamenti

Pagamenti effettuati	Pagamenti ricevuti	Pagamenti netti
SMP+LOLP (VOLL-SMP) + Pool Uplift	LOLP (VOLL-bid)	SMP+LOLP (bid-SMP) + Pool Uplift

5.5 Vincoli di trasmissione e perdite

Vincoli alla capacità di trasmissione possono causare differenze tra l'elettricità prodotta da ciascuna unità e quella programmata nell'*Unconstrained Schedule*: le unità selezionate, prescindendo dai vincoli di capacità, potrebbero infatti registrare riduzioni dell'*output* (in tal caso le unità vengono definite *constrained-off*).

Per altre unità l'*output* potrebbe aumentare o essere dispacciato senza essere incluso nell'*unconstrained schedule* (unità *constrained-on*).

Le unità *constrained-off* ricevono come corrispettivo la differenza tra il PPP che avrebbero ricevuto e il loro *bid price*. Le unità *constrained-on* ricevono semplicemente il loro *bid price* maggiorato dell'USAV (Unscheduled Availability Payment, ovvero il pagamento fatto alle unità disponibili ma non incluse nell'*unconstrained schedule*).

Tabella 2 - La struttura dei prezzi in presenza di vincoli

	Programmazione attuale		
	In		Out
Programmazione senza vincoli	In	PPP	PPP – bid price
	Out	Bid price + USAV	USAV

5.6 Andamento dei prezzi

Tra il 1° ed il 15 di luglio 1999 il SMP ha registrato un aumento del 55% rispetto allo stesso periodo nell'anno precedente, i Capacity Payments hanno fatto segnare un aumento decisamente superiore (400%), mentre per il PPP tale percentuale era pari all'84%.

Tabella 3 - I prezzi del Pool nel periodo 1°-15 luglio (Sterline/MWh)

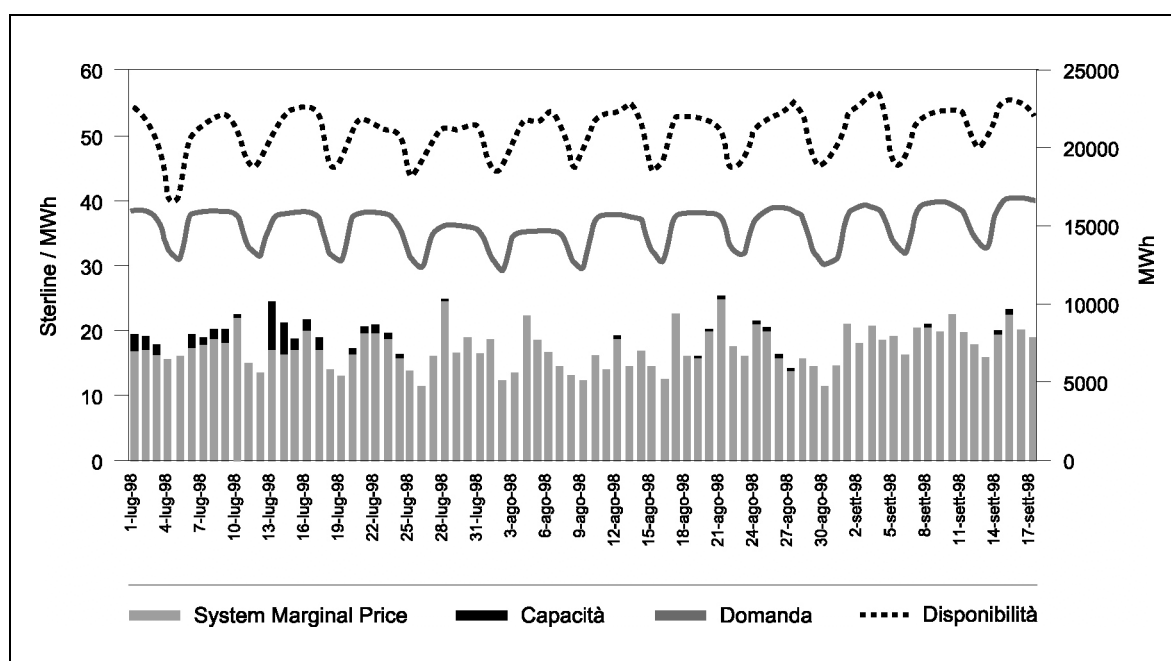
Anno	SMP	Capacity Payment	PPP	Domanda (MWh)	Disponibilità (MWh)	Impianti marginali (%)
1998	16,97	1,53	18,50	15.104	20.628	36,6
1999	26,23	7,83	34,06	15.303	20.937	36,8

Fonte: Offer, 1999

La crescita del SMP è una diretta conseguenza del comportamento dei due maggiori operatori nazionali, National Power e PowerGen, che da soli incidono per oltre l'80% sulla definizione del SMP.

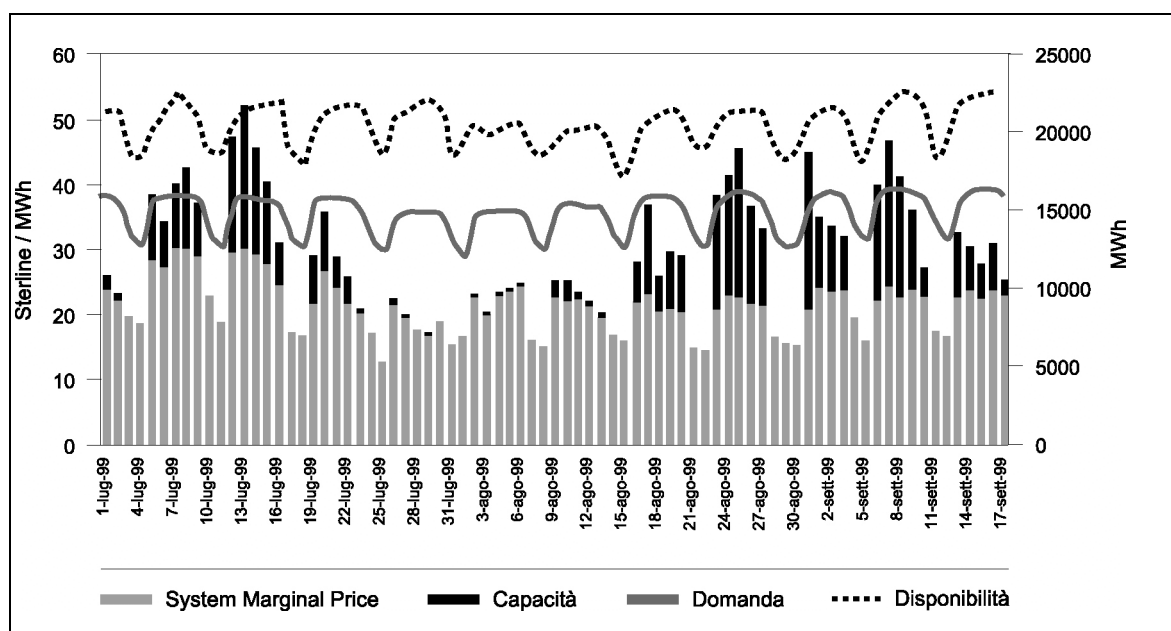
Per quanto concerne i *Pool prices* giornalieri, l'analisi della dinamica intertemporale per il periodo 1° luglio-17 settembre 1998-99 evidenzia la presenza di un *trend* al rialzo degli stessi (figure 7 e 8).

Figura 7 - Prezzi medi giornalieri del Pool (1° luglio-17 settembre 1998)



Fonte: Offer, 1998

Figura 8 - Prezzi medi giornalieri del Pool (1° luglio -17 settembre 1999)



Fonte: Offer, 1999

5.7 Principali punti critici del Pool

Relativamente alle regole di contrattazione

- I meccanismi di definizione delle offerte e dei prezzi sono estremamente complessi e scarsamente trasparenti; questo favorisce comportamenti opportunistici dei generatori. Le offerte dei generatori non sono formulate in piena aderenza alla struttura dei costi; conseguentemente, riduzioni dei costi di generazione raramente hanno determinato riduzioni dei prezzi dell'elettricità.

Le offerte nel Pool avrebbero dovuto riflettere la funzione di costo degli impianti; in realtà, i generatori formulano offerte che riflettono i loro obiettivi commerciali.

- Il Capacity Payment non ha sempre costituito un efficace meccanismo di sollecitazione, nel breve periodo, di rapidi adeguamenti della domanda al reale contesto operativo.

Nella realtà, il Capacity Payment si è trasformato in uno strumento mediante il quale i generatori possono influenzare il *Pool price* (ad esempio, il Capacity Payment può essere artificialmente aumentato non immettendo parte della capacità disponibile nel mercato).

Relativamente al mercato

- Mancanza di competizione nella definizione dei prezzi.

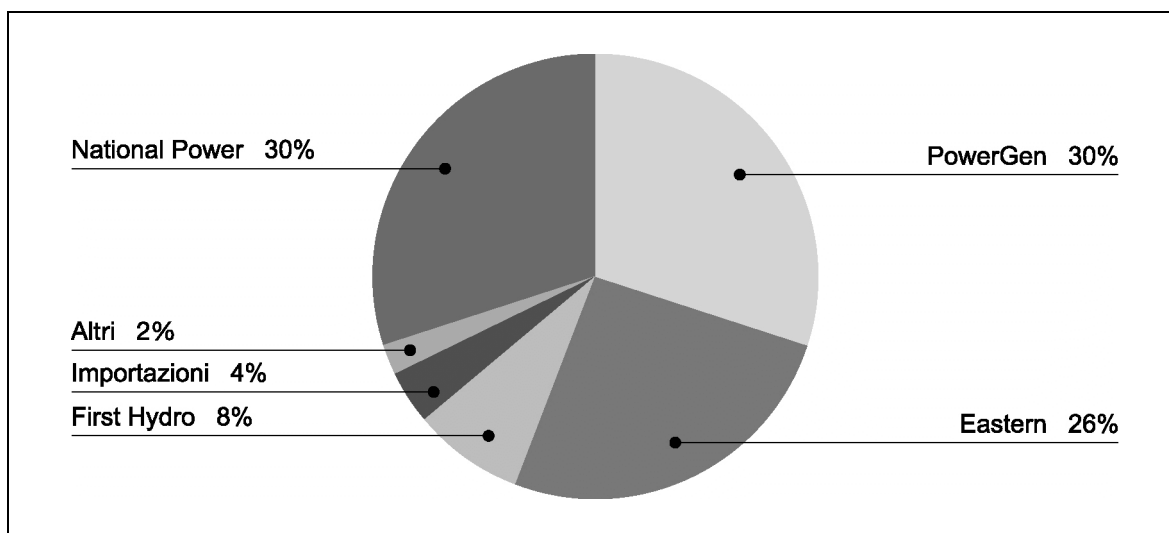
La prima indagine dell'Offer (Autorità per l'energia) datata 1991 evidenziava come i due maggiori generatori, National Power e PowerGen, influenzassero in maniera notevole i prezzi, soprattutto incidendo sul Capacity Payment (vedi

sopra). Nel 1999, 9 anni dopo il Vesting Day, il numero di generatori è passato da 8 a 38; ciò nonostante, il grado di concorrenza rimane estremamente limitato: buona parte dei nuovi operatori utilizza infatti turbine a ciclo combinato, con la conseguenza che solo pochi di loro (circa il 3%) compete al margine. Conseguentemente, i prezzi continuano ad essere definiti da pochi operatori (figura 9).

- Possibilità da parte di alcuni operatori del mercato di manipolare i prezzi.

I prezzi definiti dal Pool sono rimasti sostanzialmente invariati dal Vesting Day ad oggi, nonostante la limitata crescita della domanda, l'abbondante offerta e la significativa riduzione dei costi, avvalorando la conclusione secondo la quale i generatori manipolano i prezzi aumentando i margini. L'evidenza empirica dimostra come ad una riduzione dei costi di generazione pari al 50% non abbia corrisposto una analoga riduzione dei prezzi (figura 10). In particolare, la manipolazione dei costi sarebbe stata determinata dalla volontà di compensare sempre minori Capacity Payments.

Figura 9 - Quota di incidenza dei diversi operatori nella definizione del System Marginal Price (1998-99)



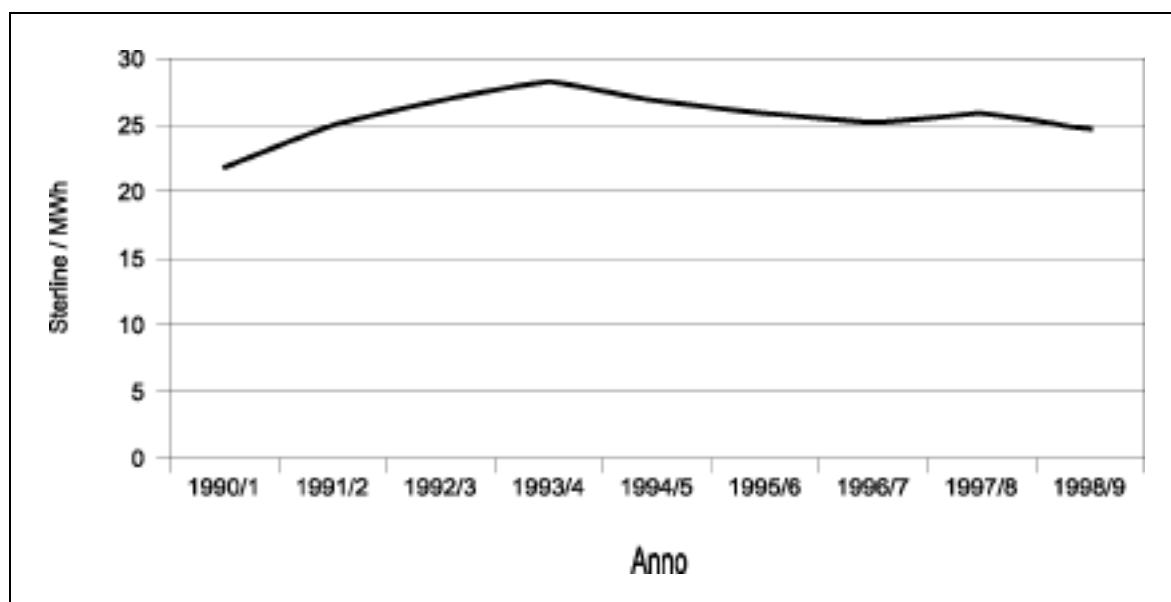
Fonte: Offer, 1999

Tabella 4 - Generatori responsabili nella definizione dei prezzi (maggio-luglio 1999)

	National Power	PowerGen	Eastern	Edison Mission Energy	French Interconnector	Altri
Maggio	36,6%	33,5%	4,0%	0,6%	22,8%	2,5%
Giugno	36,7%	33,8%	8,6%	2,5%	17,8%	0,6%
1° - 15 luglio	40,1%	41,4%	8,5%	4,9%	5,0%	0,1%

Fonte: Offer, 1999

Figura 10 - I prezzi del Pool dal Vesting Day a prezzi attualizzati 1998-99 (1° aprile 1990-1° aprile 1999)



Fonte: Offer, 1999

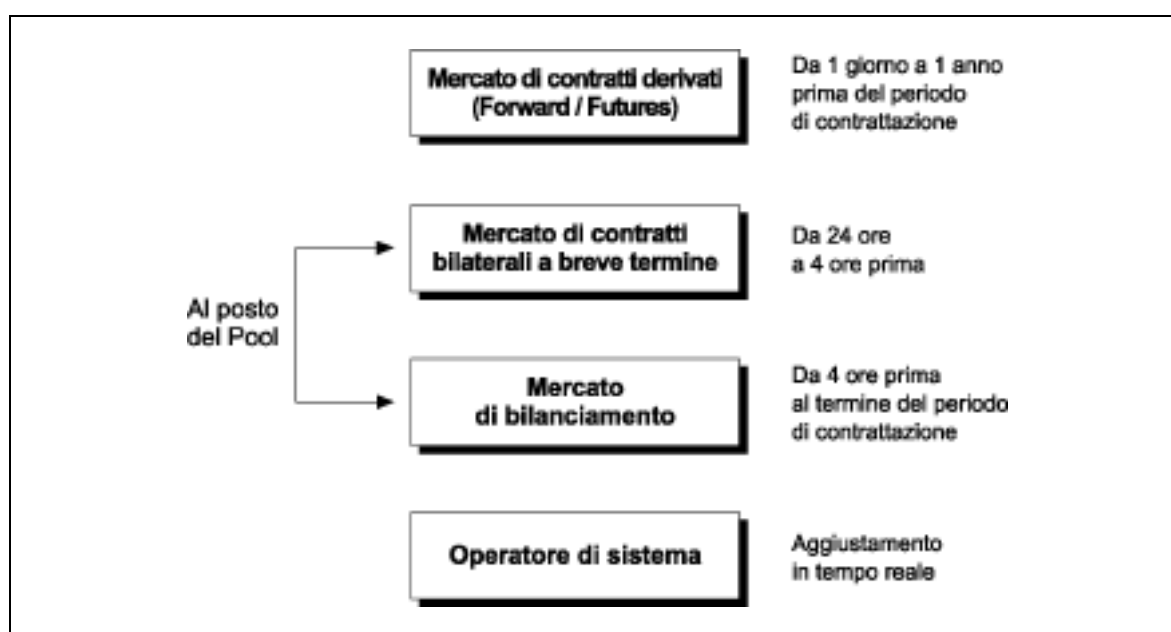
- Dominio dell'offerta. I generatori fissano i prezzi mentre la domanda non incide minimamente sulla loro definizione. Secondo alcuni si potrebbe parlare di un "mezzo mercato".
- Le regole che lo governano sono estremamente complesse e suscettibili di manipolazione.
- La *corporate governance* del Pool rende molto difficile cambiare le regole velocemente.

Queste criticità hanno portato ad un forte processo di revisione del Pool mediante il NETA (New Electricity Trading Arrangements). Il NETA, un programma portato avanti da Ofgem e dal DTI, prevede lo scambio di elettricità su tre mercati:

- un mercato di contratti bilaterali di lungo termine: in questo mercato i generatori e coloro che producono elettricità all'ingrosso contrattano bilateralmente;
- un mercato bilaterale a breve termine (*short-term market*) che opera con 3 ore e mezzo di anticipo rispetto al tempo reale;
- un mercato di bilanciamento (*balancing market*) che rende possibile all'operatore di sistema (NGC) l'accettazione di offerte da generatori e acquirenti/venditori per riconciliare le inevitabili discrepanze tra i livelli attesi dell'*output* o della domanda e i reali livelli delle suddette.

In tutti e tre i mercati i pagamenti saranno del tipo *pay as bid*.

Figura 11 - Proposte dell'Offer per il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica



Fonte: Offer, 1999

CAPITOLO 6

Nord Pool

6.1 Introduzione

Il *trading* di elettricità tra i paesi nordici è iniziato negli anni '60 attraverso la costituzione del Nordel, un'organizzazione tesa a:

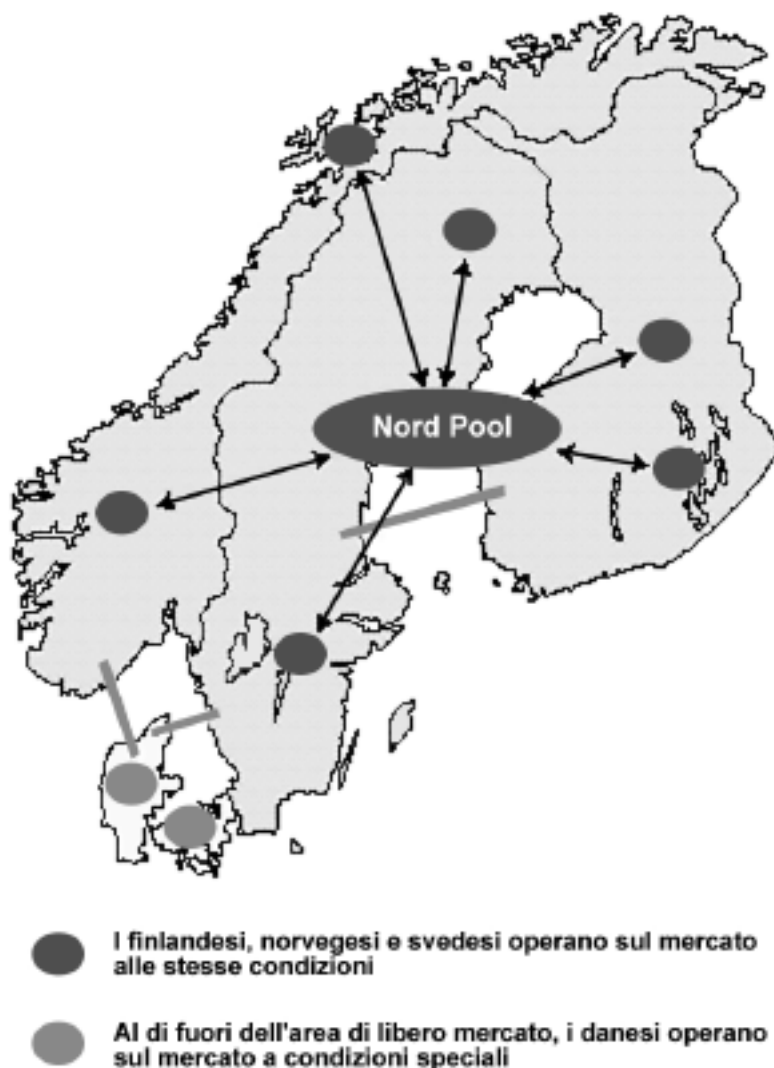
- promuovere la cooperazione tra i grandi produttori di elettricità in ogni paese nordico;
- rendere più efficiente lo sfruttamento delle risorse nazionali di energia;
- soddisfare le condizioni di tutela ambientale.

Il Nordel funzionava sul principio che ciascun paese doveva avere una capacità produttiva tale da essere sufficiente rispetto agli altri paesi nordici. L'attività di *trading* era concepita al fine di raggiungere un dispacciamento ottimale all'interno del sistema composto dai paesi suindicati, attraverso lo scambio di informazioni sui rispettivi costi marginali.

Recentemente, il sistema di contrattazione nel mercato energetico nordico ha subito modifiche, muovendosi dal vecchio modello di cooperazione tra le *utilities* verticalmente integrate in ogni paese sotto il cosiddetto *Nordel agreement*, ad un modello concorrenziale.

Nel 1996 è stato costituito un mercato comune di energia, il Nord Pool - *Nordic Power Exchange*, tra la Norvegia e la Svezia, cui nel 1998 si è unita la Finlandia. Le rilevanti differenze di produzione tra tali paesi hanno contribuito all'avvio del Nord Pool, permettendo di ottimizzare la produzione.

Figura 12 - Il Nord Pool - Il mercato comune dell'energia elettrica dei Paesi scandinavi



6.2 La situazione del mercato energetico nordico: dalla vecchia struttura al Nord Pool

Il settore energetico della Norvegia, Svezia e Finlandia era organizzato nella forma di oligopolio e caratterizzato dalla posizione dominante di alcune grandi imprese di proprietà statale.

Norvegia

Il settore energetico era dominato dalla presenza di una *utility* di proprietà governativa, la Statkraft, che gestiva la rete nazionale. Il settore della distribuzione di elettricità a livello locale era effettuata da circa 200 aziende, molte delle quali di proprietà dei Comuni.

La Norvegia ha introdotto il regime di concorrenza sul lato dell'offerta di elettricità nel 1991, con il "Norwegian Energy Act"¹, finalizzato alla riduzione delle differenze regionali dei costi di energia, alla promozione di una maggiore efficienza gestionale nella produzione e distribuzione e al raggiungimento di un efficiente sviluppo nel settore. La produzione è così diventata un'attività commerciale esposta al regime concorrenziale, mentre la distribuzione è rimasta sotto forma di monopolio.

Le attività di trasmissione di Statkraft sono state trasferite alla rete nazionale Statnett SF, che è diventato l'operatore di trasmissione del sistema dal 1992. Statnett ha costituito nel 1993 la borsa elettrica, chiamata Statnett Marked, in cui, nel primo anno di vita, sono state effettuate contrattazioni solo sul mercato norvegese. Lo Statnett Marked ha assunto il nome di Nord Pool quando è stato istituito un mercato comune norvegese-svedese.

A seguito della riforma, è stato esteso il principio del *third-party access* ai network di trasmissione, e le società verticalmente integrate hanno dovuto adottare la separazione contabile tra la generazione, distribuzione e le attività relative all'offerta.

Gli anni '90, sono stati segnati in Norvegia da un incremento dei consumi elettrici dovuto sia ai costi contenuti dell'energia sia alla crescita economica del Paese, mentre la produzione di natura idroelettrica è rimasta stabile.

I consumi norvegesi di energia sono prevalentemente domestici: vi sono infatti circa 2 milioni di utenti che acquistano energia direttamente da *trader* oppure dai produttori invece che attraverso il ricorso al Nord Pool.

La produzione di energia della Norvegia risulta pari a 117 TWh, mentre i consumi sono pari a 120 TWh.

Svezia

In Svezia circa la metà degli impianti di generazione era di proprietà dell'azienda statale Vattenfall, la quale gestiva la rete nazionale ed effettuava il servizio di distribuzione in alcune zone del Paese. Circa altre 10 *utilities* di varie dimensioni operavano sulla rete nazionale, mentre per le aziende di piccole dimensioni non sussistevano le condizioni economiche per accedere alla rete a causa delle elevate commissioni di accesso.

In Svezia la riforma è stata alimentata sia dal malcontento delle imprese energetiche private – a causa del controllo della rete nazionale da parte di Vattenfall – sia dall'insoddisfazione delle aziende di piccole dimensioni e dei consumatori per la mancanza di accesso al mercato per la fornitura occasionale di energia. Il primo passo verso la riforma è stato avviato nel 1991 con la privatizzazione delle attività di produzione e distribuzione di Vattenfall, che comunque è rimasta di proprietà dello Stato.

La *national grid* svedese (Svenska Kraftnät) è stata istituita nel 1992 per dirigere il *network* energetico svedese e le contrattazioni oltre confine. Questa è stata una delle principali fasi che ha portato alla deregolamentazione del sistema e all'istituzione di un mercato competitivo elettrico comune tra Norvegia e Svezia. Il mercato comune norvegese e svedese è stato istituito il 1° gennaio 1996, anno in cui è stato implementato

¹ Energy Act (Legge del 29 luglio 1990, n. 50): la legge ha dato al Nord Pool (Statnett Marked) la concessione per l'organizzazione del mercato dell'energia: per le contrattazioni relative a scambi fisici e per gli accordi tra le parti. Il Nord Pool, sulla base della concessione, deve stabilire gli accordi e i regolamenti tra i partecipanti al mercato e assicurare che non vi siano discriminazioni tra di essi.

un nuovo sistema tariffario, il *point-access tariff*, e in cui Svenska Kraftnät è diventata proprietaria del Nord Pool.

Attualmente, in Svezia, il 94% del totale della capacità di produzione elettrica è nelle mani di sette grandi produttori e gli operatori che offrono energia sul mercato sono circa 220.

Il consumo di elettricità in Svezia è raddoppiato tra il 1970 e la prima metà del 1980. La crescita dei consumi è stata molto elevata nei settori domestici e nei servizi, ma anche nel settore industriale.

Finlandia

Il mercato energetico finlandese era caratterizzato dalla presenza di *utilities* di elevate dimensioni, tra le quali Imatran Voima Oy (IVO), di proprietà statale, che gestiva la rete nazionale. La maggior parte della generazione di energia proveniva da industrie finlandesi, le quali avevano costituito una compagnia di trasmissione di energia (TVS) per interconnettere la loro generazione.

La nuova legislazione, l'*Electricity Market Act* e il *point-access tariff* del 1995 hanno aperto il mercato finlandese elettrico alla concorrenza. Nell'agosto 1996 è diventata operativa la borsa elettrica finlandese EL-EX. Fingrid, responsabile della rete nazionale di trasmissione, ha acquistato tutte le azioni di EL-EX nel 1998 e ne ha vendute la metà a Svenska Kraftnät.

Dal 15 giugno del 1998, la Finlandia è diventata un'area indipendente di prezzo del Nord Pool.

La generazione di elettricità in Finlandia è idroelettrica, nucleare, fossile e copre più della metà della domanda industriale di energia elettrica. La Finlandia è un importatore di energia.

La produzione di energia è pari a 67 TWh ed i consumi sono pari a 76 TWh annui.

Danimarca

In Danimarca, per ragioni geografiche, la rete di trasmissione si divideva in due parti principali: una situata nella penisola Jutland e l'altra ubicata nell'isola Sjælland. In ciascuna delle due aree, le *utilities* di produzione e distribuzione di energia avevano costituito un'organizzazione per dirigere le reti di alta tensione.

La riforma, in tale Paese, si è mossa molto lentamente a causa della differente struttura del settore energetico che è costituito da due gruppi non connessi di proprietà dei Comuni o cooperative, ognuno con un monopolio nella propria area.

La parte ovest della Danimarca (Jutland e Fyn) è diventata parte del *Nordic electric power market* dal luglio 1999 come area indipendente di prezzo del Nord Pool. L'integrazione con il resto della Danimarca, in accordo con lo stesso modello, è in programma per il 2000.

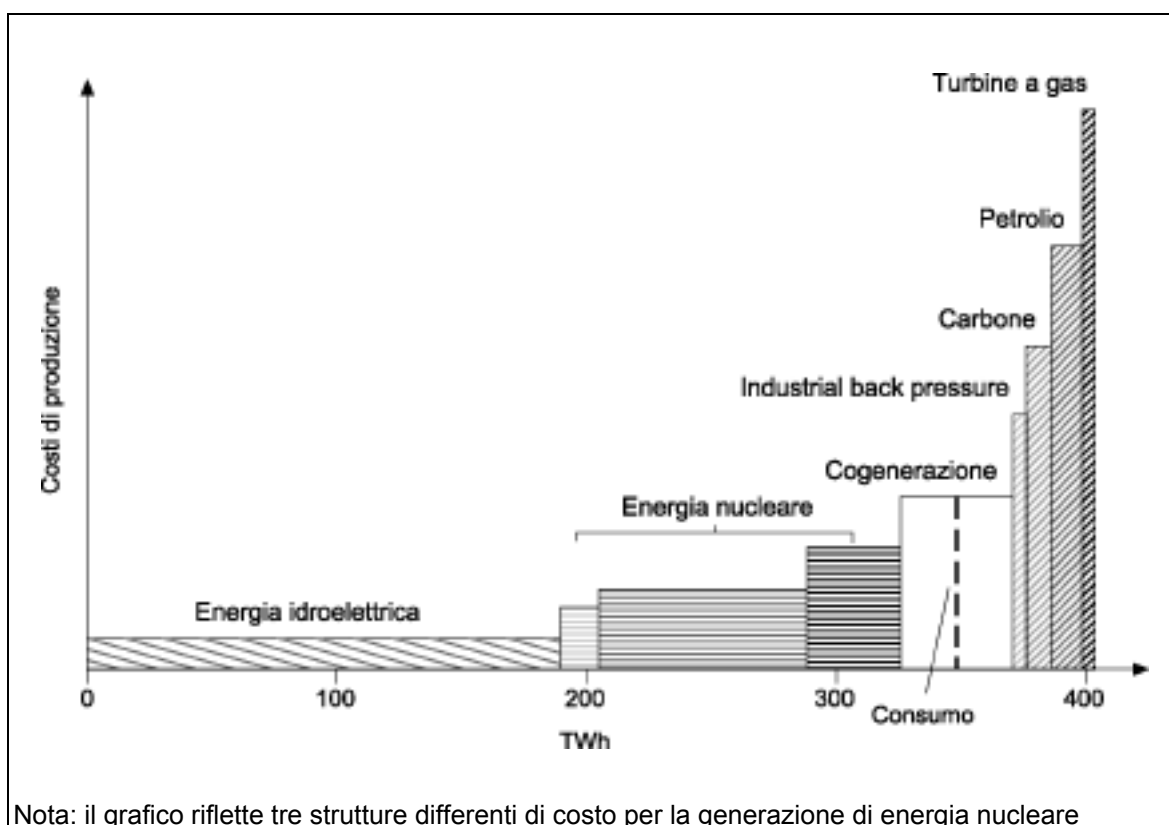
Il nuovo Danish Electricity Supply Act introduce il principio della concorrenza per la produzione e per il consumo di volumi elevati di energia (100 GWh) e ha introdotto il *third-party access*. La soglia verrà ridotta nel 2000 inizialmente a 10 GWh fino a 1 GWh.

Alla fine del 2002, tutti i consumatori saranno in grado di svolgere attività di *trading* liberamente.

La produzione danese di energia risulta pari a 39 TWh, ed i consumi pari a 35 TWh.

La figura 13 mostra la diversa struttura dei costi per tipologia di produzione di energia nei Paesi scandinavi: si può notare il minor costo dell'energia idroelettrica prodotta principalmente in Norvegia.

Figura 13 - La struttura della produzione di energia nei Paesi nordici



Nota: il grafico riflette tre strutture differenti di costo per la generazione di energia nucleare

Fonte: Nord Pool

6.3 La struttura del Nord Pool

Il Nord Pool, la borsa elettrica dei Paesi nordici, è stata costituita nel 1996 dalla Norvegia e dalla Svezia, e risulta di proprietà delle due reti elettriche nazionali: Statnett SF della Norvegia (50%) e Svenska Kraftnät della Svezia (50%).

A questi operatori si sono uniti la Finlandia nel 1998 e la Danimarca dell'ovest nel 1999.

La costituzione del Pool non ha richiesto la privatizzazione delle aziende di proprietà statale. Infatti, hanno continuato ad operare nel mercato energetico nordico un mix di aziende, dalle *utilities* di grandi dimensioni di proprietà governativa alle aziende

municipalizzate e private di diversa grandezza, operanti nelle attività di produzione, distribuzione e vendita.

Il Nord Pool ha risposto alle esigenze di diminuire il costo dell'energia, aumentare l'efficienza del sistema e la trasparenza dei prezzi.

La proprietà delle interconnessioni internazionali che esistono nell'area del nord, dopo la ristrutturazione dei settori in Finlandia, Norvegia e Svezia, è stata trasferita alla *grid company* di ciascun Paese. Ciò ha permesso l'apertura del mercato a tutti gli operatori: ai produttori, ai distributori, ai clienti di grandi dimensioni e anche ad alcune aziende energetiche internazionali. Inoltre, in aggiunta agli operatori tradizionali, attualmente possono operare sul mercato energetico anche i *brokers*, le compagnie di petrolio, e di *trading* di energia che rappresentano i clienti di grandi dimensioni.

6.4 Organizzazione

La negoziazione di energia è in parte effettuata attraverso contratti bilaterali e in parte attraverso un mercato organizzato. Il Nord Pool organizza le contrattazioni attraverso contratti fisici e finanziari inclusi i servizi di compensazione ai partecipanti, e provvede a fornire un supporto ai clienti in Svezia, Finlandia, Norvegia e Danimarca, determinando un prezzo efficiente di energia sia nel mercato spot che *future/forward*.

Oltre ai contratti spot e *futures*, gli operatori utilizzano anche i contratti bilaterali.

Figura 14 - Organizzazione del mercato dell'energia elettrica controllata dal Nord Pool

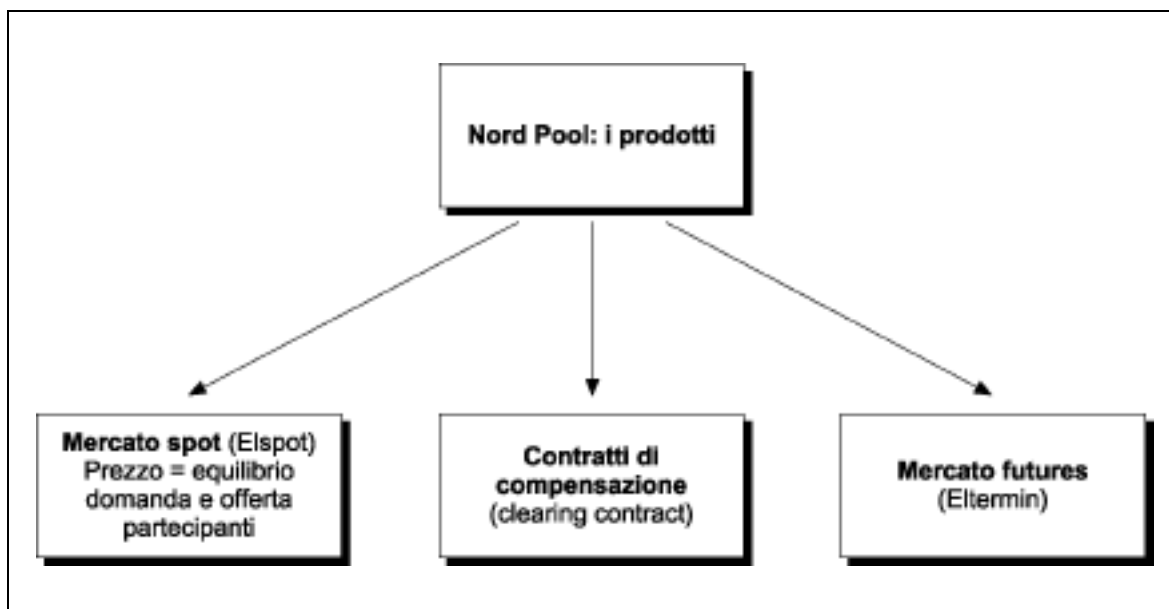
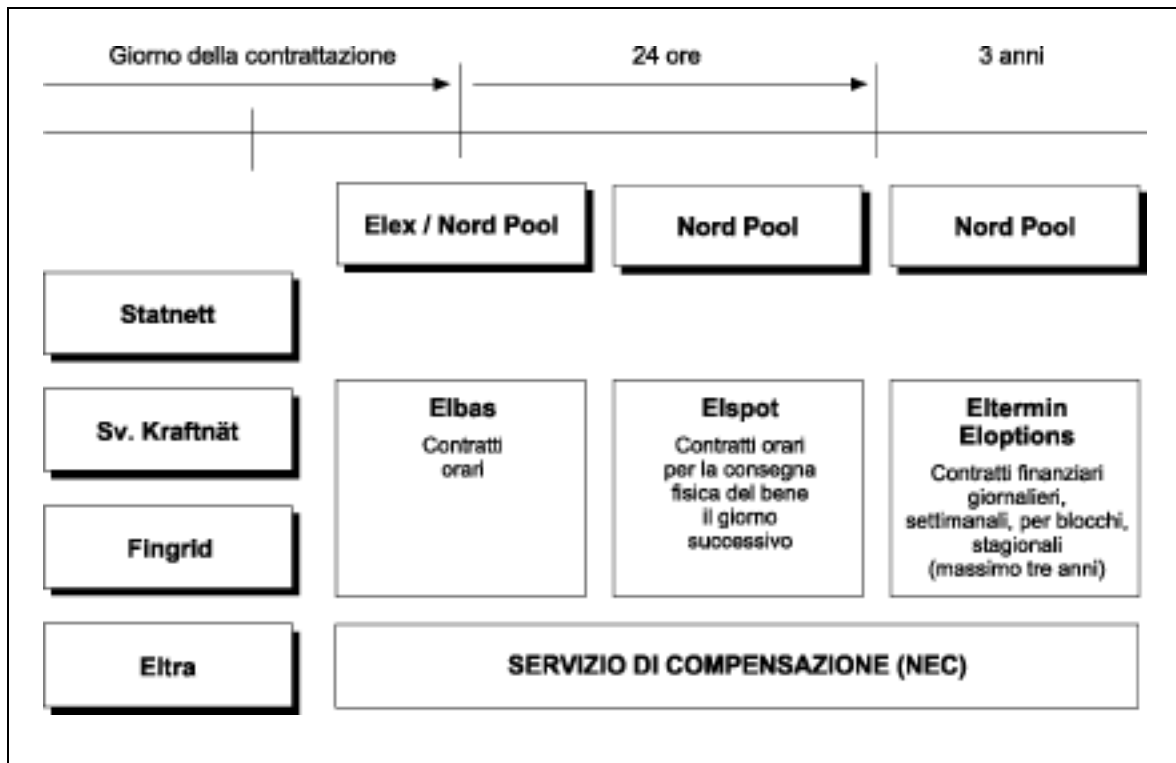
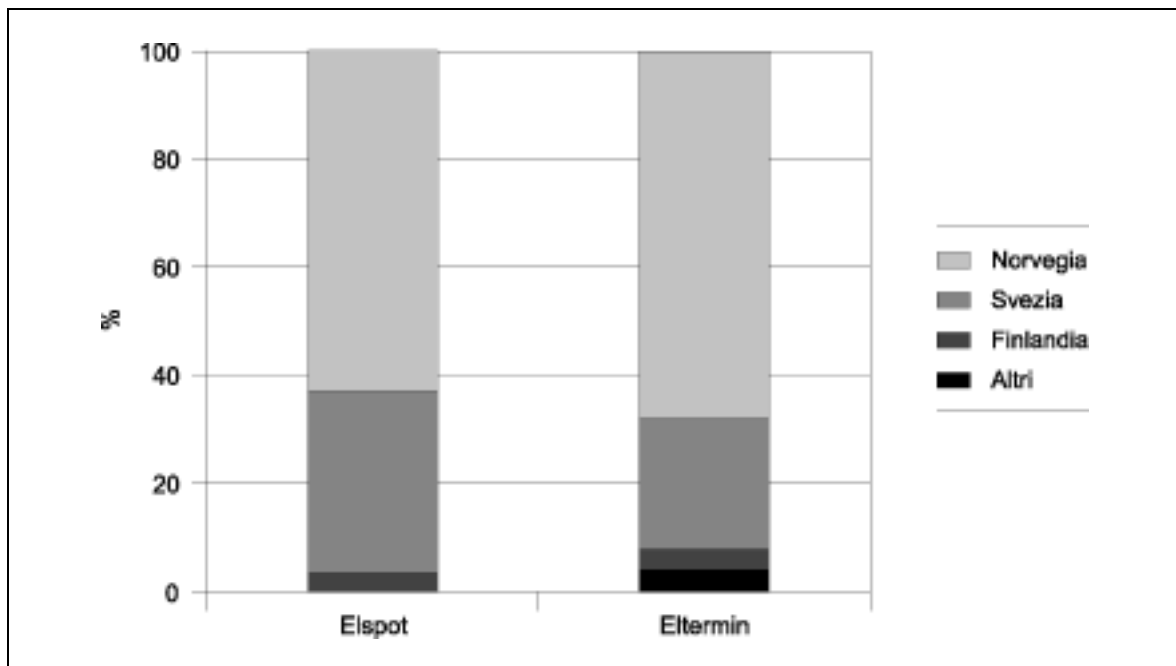


Figura 15 - Tipi di contratti nel mercato dell'energia elettrica dei paesi nordici



Fonte: Nord Pool, 1999

Figura 16 - Volumi trattati nei paesi del Nord Pool



Fonte: Norwegian Computing Center, Department for electronic marketplaces and business development, 1999

Nel 1999 l'attività del Nord Pool si è potenziata in tre aree di *business*: le negoziazioni per la consegna fisica, le negoziazioni finanziarie e i servizi di compensazione (*clearing services*).

Il volume scambiato nel Nord Pool nel 1999 è raddoppiato rispetto al 1998. Nel 1999 sono stati negoziati nel Nord Pool 291 TWh (miliardi di kilowatt ora) di energia elettrica per un valore totale di 36,6 miliardi di Nok (8.653 miliardi di lire). Includendo l'energia compensata via Nord Pool, i contratti ammontano a 126 miliardi di Nok (29.790 miliardi di lire) con uno scambio di 975 TWh di energia.

Tabella 5 - Il valore delle negoziazioni effettuate nel Nord Pool nel 1997 e nel 1998

	1997	1998
Mercato <i>futures</i> , volumi trattati (TWh)	53	89,1
Mercato <i>futures</i> , valore volumi trattati (miliardi di Nok)	8	12,5
Mercato spot, volumi trattati (TWh)	43,6	56,7
Mercato spot, valore volumi trattati (miliardi di Nok)	6,3	7,0
Totale volumi trattati (TWh)	96,6	145,8
Totale valore volumi trattati (miliardi di Nok)	14,3	19,5
Il volume dei contratti bilaterali compensati (TWh)	147,3	373,4
Numero dei partecipanti nel Nordic Power Exchange	199	250

Fonte: Nord Pool, 1999

6.5 La composizione dei prezzi

Il prezzo pagato dai consumatori nel mercato competitivo scandinavo può essere diviso in tre parti:

- il prezzo per la generazione e la vendita di energia. Tale prezzo include le tasse ambientali che si applicano alla generazione di energia (questa è la situazione della Svezia ma non della Danimarca dove le tasse ambientali sono applicate al consumo di energia);
- le tasse per la trasmissione che sono pre-calcolate, trasparenti e dipendono dal punto di connessione principale;
- le tasse applicate ai consumatori di energia.

Per esempio, in Svezia, il prezzo pagato da piccoli consumatori privati si divide nelle seguenti proporzioni: 20%, 40%, 40%, mentre per i consumatori industriali il prezzo è diviso nelle seguenti proporzioni: 95%, 5%, 0%. In un mercato perfettamente competitivo, la prima parte del prezzo dovrebbe avere una percentuale uguale per entrambe le categorie di consumatori.

6.6 Il mercato spot (Elspot)

Nel mercato Elspot viene definito giornalmente il prezzo dell'energia elettrica per gli scambi fisici di energia che avverranno il giorno successivo. Il prezzo di equilibrio è determinato sulla base dell'incontro tra le curve di domanda e di offerta di energia di tutti i partecipanti. L'accesso a tale mercato è consentito a tutte le società che hanno siglato accordi con il Nord Pool, attualmente circa 200. Il sistema calcola 24 prezzi, uno per ciascuna ora del giorno dopo. Dopo che il prezzo dello *spot market* è stato fissato, gli operatori confermano la loro offerta al prezzo stabilito.

Statnett, Svenska Kraftnätt e Fingrid sono responsabili del bilanciamento del sistema nel rispettivo paese. Essi seguono i medesimi principi, tendendo ad armonizzare le regole che sono diverse per ciascun paese.

Il Nord Pool è la controparte di tutti contratti stipulati nel mercato spot in cui gli operatori rimangono anonimi.

Per poter operare nel mercato Elspot, tutti i consumatori e i produttori devono pagare una *point tariff* per usare la rete, ossia:

- i produttori devono pagare, per fornire energia nella rete, una tariffa che varia secondo il luogo in cui si trovano;
- i consumatori devono pagare una tariffa che è uguale per tutti.

Nel caso in cui vi siano limiti di capacità nella rete centrale, nel mercato spot vi possono essere diverse aree geografiche di offerta di energia: in genere la Svezia e la Finlandia rappresentano singole aree.

6.7 La determinazione del prezzo di sistema

Il prezzo di sistema (PS) è calcolato a condizione che non vi siano restrizioni nella trasmissione nella rete centrale (figura 17). Se, calcolando il prezzo, emerge che la capacità tra due aree di *bidding* non eccede, vi sarà un solo prezzo per ambedue le aree uguale a quello di sistema.

Se però l'energia trasmessa tra le due aree eccede il limite di capacità, allora si calcolano i prezzi per singola area.

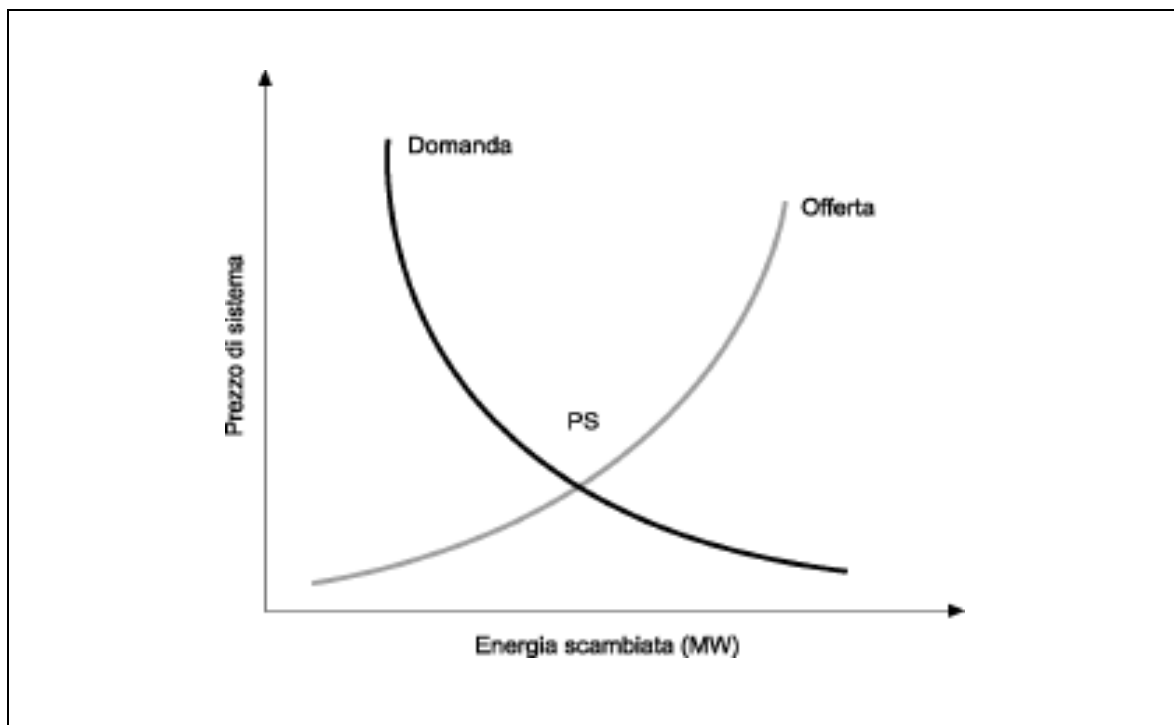
Nel mercato *spot*, infatti, il prezzo determinato dall'incontro tra la domanda e l'offerta per l'intero sistema è diviso in due aree, dove le differenze di prezzo riflettono le congestioni di trasmissione.

Nell'area dove l'offerta di energia eccede la domanda (*surplus area*), i prezzi vengono ridotti in modo da stimolare un maggiore acquisto di energia e anche minori vendite, mentre nell'area dove l'offerta di energia è minore della domanda (*deficit area*) il prezzo viene aumentato in modo da diminuire l'acquisto di energia. La differenza tra il prezzo di sistema e i prezzi per area rappresenta la tassa per la capacità che viene pagata dal venditore – nell'area di maggiore offerta rispetto alla domanda – e dal compratore – nell'area di domanda eccedente rispetto l'offerta.

In questo modo, i meccanismi di mercato sono utilizzati per regolare la trasmissione dell'energia rispetto alla capacità di sistema. Quindi, in situazione di limitata capacità

nella rete centrale, il meccanismo di prezzo, nel mercato Elspot, viene utilizzato per regolare la trasmissione di energia.

Figura 17 - La determinazione del prezzo dell'energia nel mercato spot



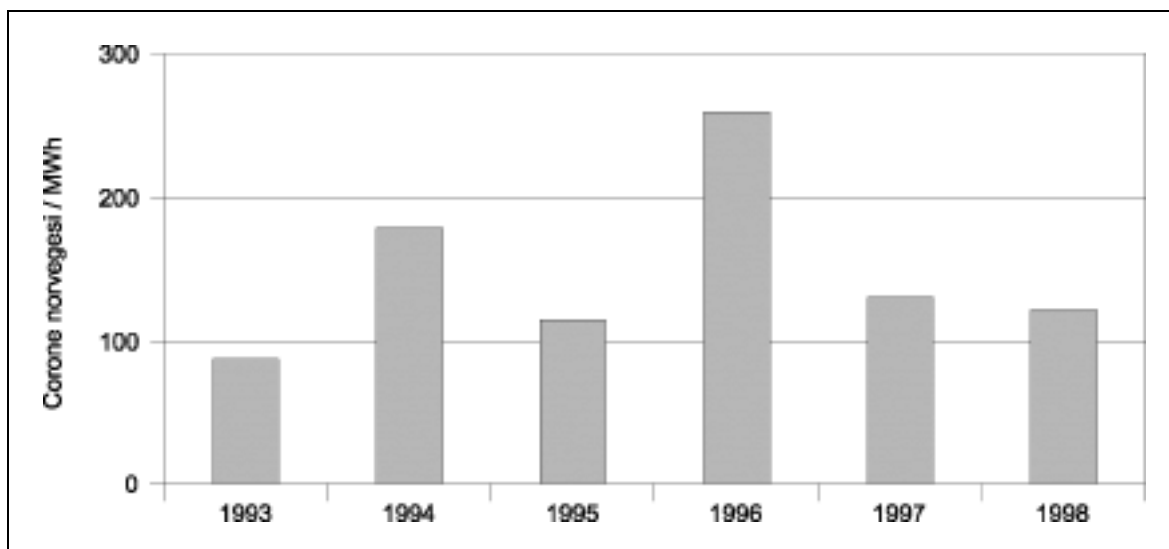
L'aggiustamento dei contratti per l'energia (*settlement*) viene effettuato sulla base del prezzo di sistema.

La trasmissione fisica dell'energia passa da un'area di prezzi bassi a un'area di alti prezzi. Ciò significa che gli acquisti e le vendite di capacità di energia nel Nord Pool tra due aree di prezzo produce un reddito che viene in parte distribuito ai proprietari della rete: Statnett, Svenska Kraftnät e Fingrid.

Il sistema dei prezzi del mercato spot rappresenta il prezzo di riferimento per le contrattazioni nel mercato *future*, e anche per tutte le contrattazioni di energia nel mercato elettrico nordico, sia quelle effettuate nel Nord Pool che attraverso i contratti bilaterali.

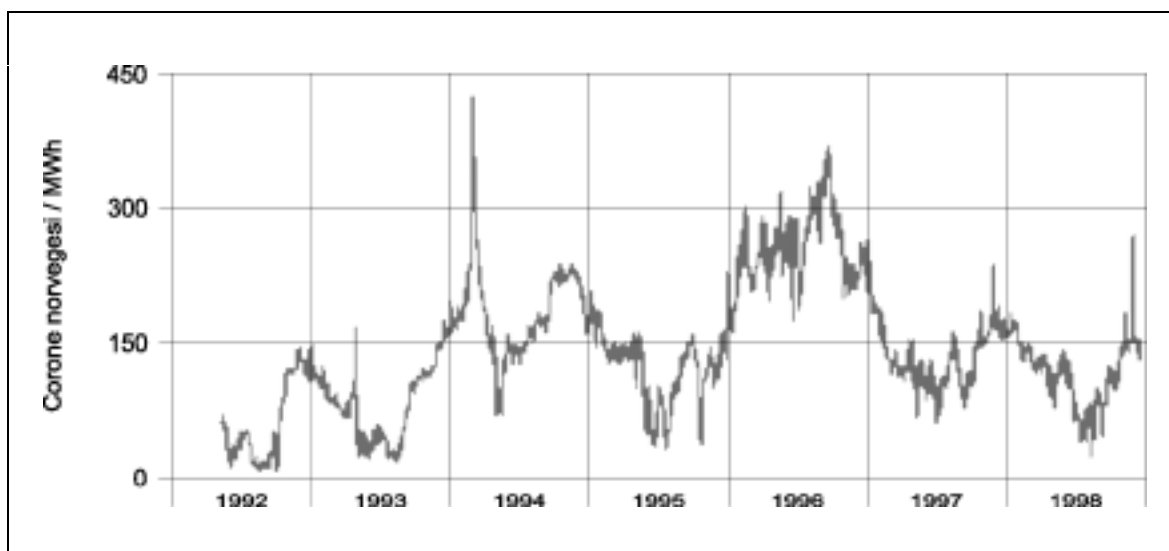
L'andamento dei prezzi *spot* tra il 1993 e il 1996 mostra una crescita per poi diminuire nel 1997 e nel 1998.

Figura 18 - La media dei prezzi spot per gli anni 1993-1998



Fonte: Norwegian Computing Center, Department for electronic marketplaces and business development, 1999

Figura 19 - Il prezzo giornaliero nel mercato spot: 1992-1998



Fonte: Nord Pool Annual Report, 1998

Le regole per operare nel mercato spot prevedono che:

- non vi siano tariffe di confine tra la Norvegia e la Svezia per le contrattazioni nel mercato *spot*;
- gli operatori norvegesi possano effettuare le domande e le richieste nella *bidding area* norvegese, come gli operatori svedesi possono operare nell'area svedese;

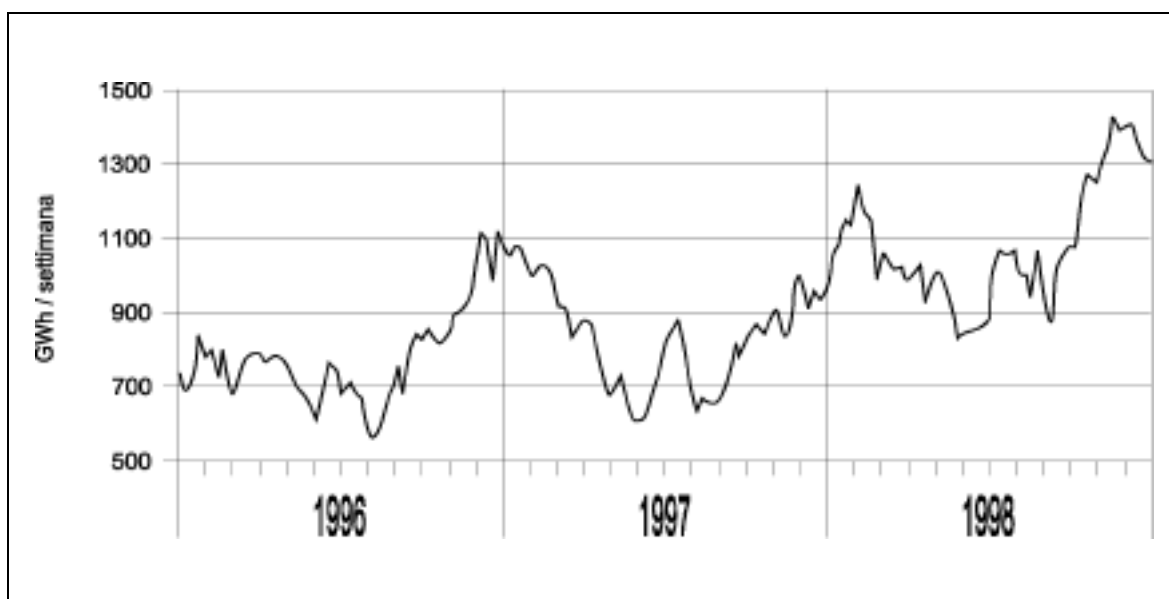
- gli operatori possano scegliere di effettuare contrattazioni nelle valute svedesi, finlandesi e norvegesi, scegliendone una specifica per settimana;
- gli operatori svedesi, norvegesi e finlandesi effettuino le contrattazioni in base allo stesso tipo di regolamenti e pagando le stesse commissioni.

Nel mercato Elspot, nel 1999, sono stati contrattati un totale di 75 TWh, che rappresentano circa il 20% del totale dei volumi trattati nel mercato energetico nordico. Le restanti contrattazioni vengono effettuate attraverso contratti bilaterali o attraverso relazioni dirette tra produttori/distributori. Nel mercato Elspot si registra una crescita del 34% tra il 1998 e il 1999. Il valore totale di energia trattata nel Nord Pool *market* nel 1999 è stato pari a 9 miliardi di Nok (quasi 2.128 miliardi di lire).

L'energia scambiata nel mercato spot tra il 1996 e il 1998 (figura 20) ha subito un interessante incremento nei volumi, passando da 800 GWh per settimana scambiati nel 1996 a picchi di 1.400 GWh nel 1998.

L'Elbas, come il mercato Elspot, è un mercato per la consegna fisica dell'energia, costituito nel 1999, che fornisce una contrattazione di energia infragiornaliera, fino a due ore prima della consegna fisica del bene sia in Finlandia che in Svezia. Nel 1999, è stato contrattato sul mercato Elbas un volume di 0,5 TWh di energia.

Figura 20 - Negoziazioni effettuate nel mercato spot: 1996-1998



Fonte: Nord Pool Annual Report, 1998

6.8 Il mercato finanziario dell'energia

Il mercato *futures* (Eltermin) è un mercato finanziario utilizzato per l'assicurazione e l'arbitraggio dei prezzi. L'orizzonte temporale per il *trading time* è massimo di tre anni: i contratti possono essere negoziati come settimanali dalle 4 alle 7 settimane successive,

come blocchi dalle 4 alle 52 settimane successive, oppure, ancora, come stagionali fino ai tre anni successivi.

Anche nel mercato Eltermin, come in quello *spot*, gli operatori devono pagare una commissione per parteciparvi.

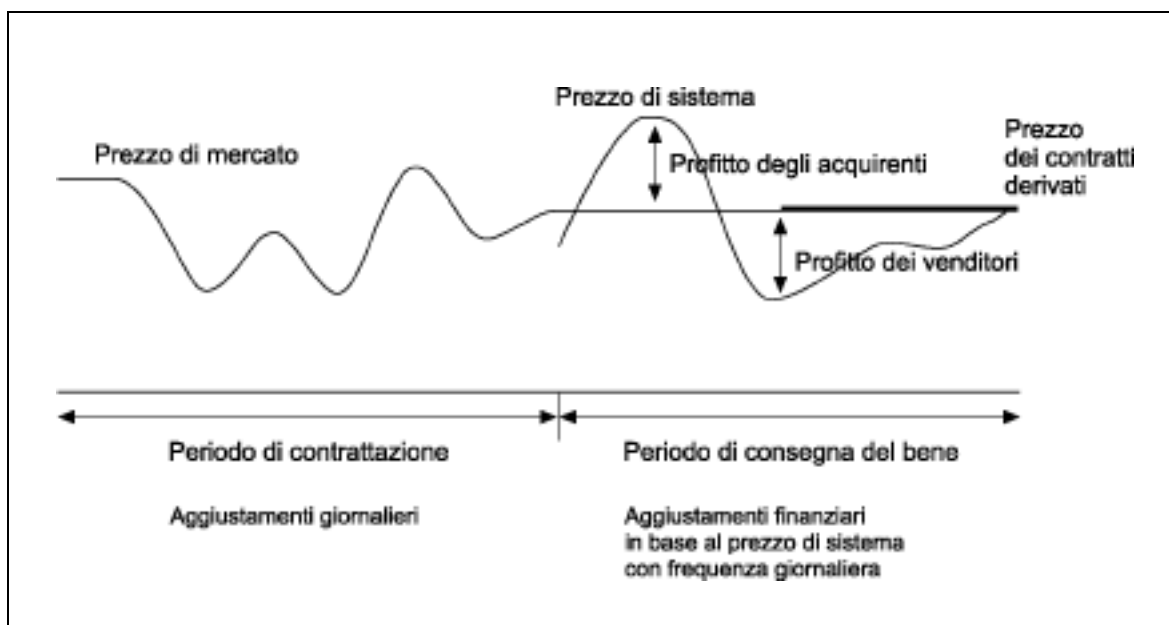
Per i contratti *futures*, il valore del portafoglio di ciascun partecipante è calcolato giornalmente, riflettendo cambiamenti nel prezzo di mercato dei contratti *futures* realizzati finanziariamente tra compratori e venditori (figura 21). Nei contratti finanziari la quantità di volumi trattati è standardizzata e spesso si riferisce a contratti *over the counter* (OTC). La liquidità di tali contratti è piuttosto alta, particolarmente per le stagioni vicine.

Oltre ai contratti *futures*, nel 1997, sono stati introdotti i contratti *forward* che si dividono in due categorie: stagionali e annuali.

Le contrattazioni possono essere condotte attraverso sistemi elettronici del Nord Pool o attraverso il *bidding* telefonico e si basano sull'arbitraggio dei prezzi (*price-hedging*) senza alcuna consegna fisica del bene.

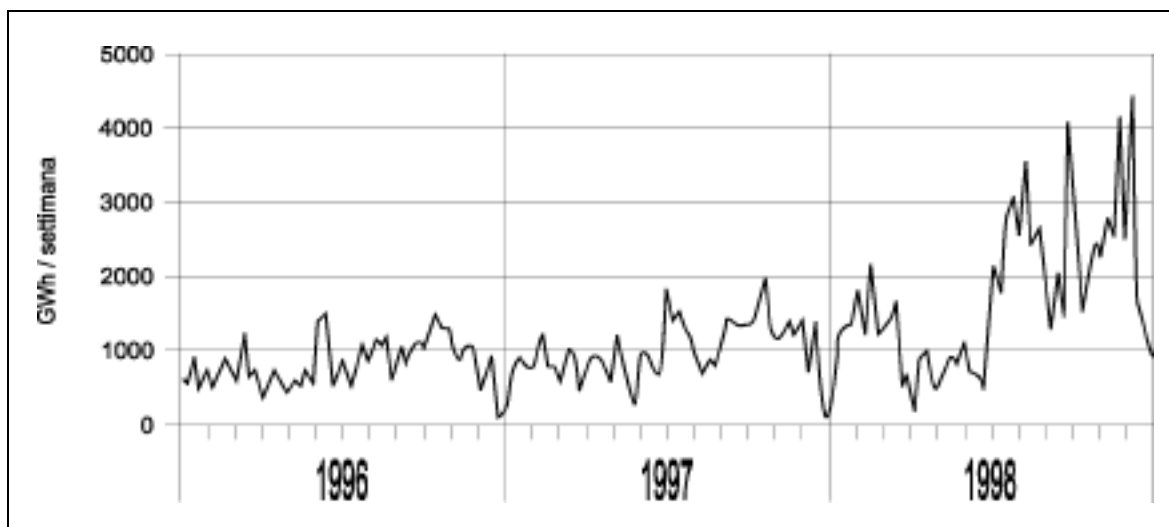
La figura 22 illustra l'andamento degli scambi di energia del mercato *future* tra il 1996 e il 1998. Si noti come vi sia una crescita soprattutto nel 1998, dove il volume di energia scambiato per settimana ha raggiunto picchi di 4 mila GWh.

Figura 21 - Il mercato finanziario dell'energia. I contratti futures



Fonte: Nord Pool, The Financial Power Market, 1999

Figura 22 - Negoziazioni nel mercato futures: 1996-1998



Fonte: Nord Pool Annual Report, 1998

Nell'autunno del 1999 è stata istituita una nuova categoria di contratti finanziari, *power options* (Eloption). Vi sono attualmente due tipi di opzioni che possono essere contrattate e compensate nel Nord Pool: European Style Power Options (EPO) e Asian-style Power Options (APO).

6.9 I contratti bilaterali

I contratti bilaterali comportano la consegna fisica del bene e sono spesso fatti su misura per particolari esigenze. Nonostante le diverse tipologie di contratti previsti per lo scambio di energia, la maggior parte delle negoziazioni del Nord Pool viene effettuata attraverso i contratti bilaterali per la consegna fisica del bene, siglati prima della riforma. Attualmente tali contratti vengono sempre più utilizzati come contratti finanziari, stipulati principalmente da *brokers* con una durata media particolarmente elevata.

6.10 La funzione di compensazione del Nord Pool

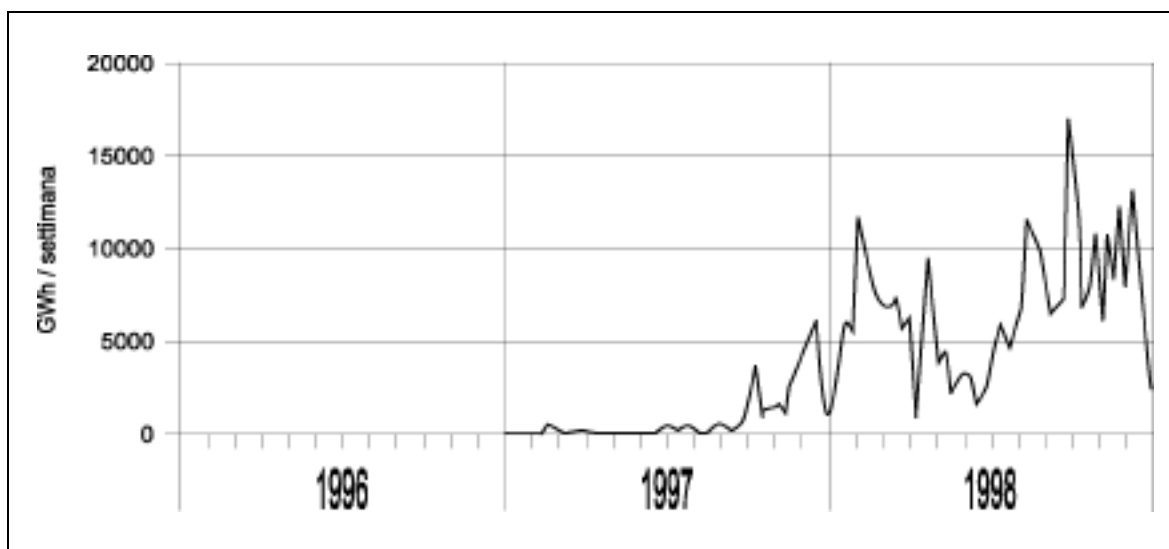
Il Nord Pool, attraverso il Nordic Electricity Clearing (NEC), svolge il servizio di compensazione per tutte le contrattazioni effettuate nei mercati *spot* e *futures* e per i contratti finanziari scambiati nel mercato bilaterale (*over the counter*).

La funzione di compensazione per i contratti bilaterali *futures* e anche *forwards* è stata attivata nel 1997; tale attività si è dimostrata particolarmente utile, tanto che nel 1998 si è stimato che circa l'80% dei contratti bilaterali è stato compensato attraverso la borsa elettrica (figura 23).

La compensazione di tali contratti riduce il rischio finanziario in quanto lo stesso Nord Pool assume la responsabilità di controparte sia nei confronti dei compratori che dei venditori (anche per quanto riguarda i contratti bilaterali registrati). Inoltre, il Nord Pool

come controparte legale garantisce il corretto aggiustamento finanziario e la consegna del bene fisico.

Figura 23 - Le negoziazioni effettuate nelle operazioni di compensazione: 1996-1998



Fonte: Nord Pool Report, 1998

Quindi, qualunque operatore stipuli un accordo con il Nord Pool può beneficiare della riduzione del rischio e della convenienza dovuta al trasferimento della responsabilità di controparte allo stesso Nord Pool utilizzando contratti standardizzati e predefiniti.

Le quantità scambiate nel mercato Elspot (figura 24) sono aumentate molto lentamente negli anni 1993-1998, mentre i mercati finanziari hanno registrato una crescita più forte. Si prevede, infatti, che i mercati finanziari raggiungeranno un volume 5 volte più grande di quello dell'Elspot.

6.11 Partecipanti

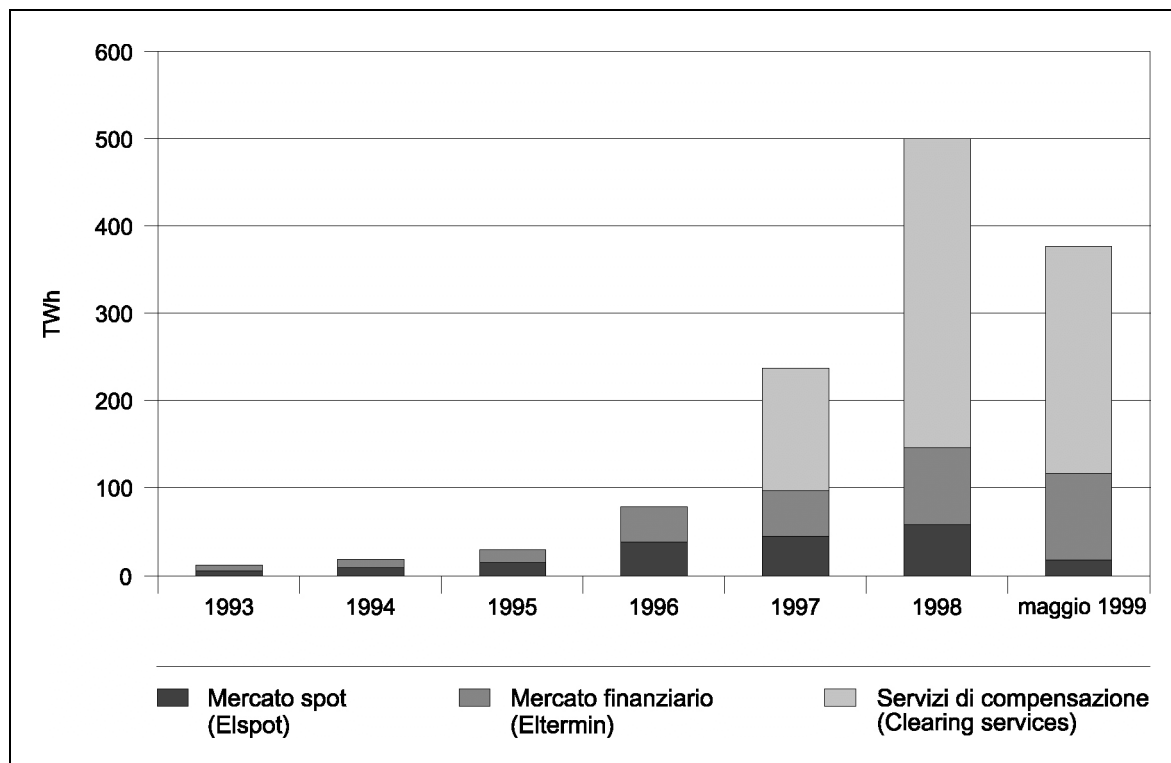
Il Nord Pool in questi anni di attività ha registrato un notevole incremento del numero dei partecipanti alla borsa elettrica. Alla fine del 1998, si contavano 250 partecipanti come membri della borsa elettrica (un incremento di 51 unità rispetto al 1997), valore che nel marzo del 1999 arrivava a 271 partecipanti, di cui 185 norvegesi, 51 svedesi, 24 finlandesi, 4 danesi, 5 inglesi e 2 tedeschi.

Nel Nord Pool vi sono, in sintesi, tre tipologie di partecipanti:

- *i membri diretti*: sono parte contrattuale con il Nord Pool e svolgono attività di *trading* per proprio conto;
- *i brokers*: effettuano il *trading* per conto dei clienti, ma anche per proprio conto;
- *i clienti per mezzo dei brokers*: sono parte contrattuale con il Nord Pool, *broker* e sono intermediari nel *trading*.

Vi sono inoltre differenti gruppi di partecipanti: produttori, industrie, *brokers*, *traders* e *clearing costumers*.

Figura 24 - Quantità scambiate dal 1993 al maggio 1999 (TWh)



Fonte: Norwegian Computing Center, Department for electronic marketplaces and business devolpment, 1999

I *brokers* partecipano come intermediari per *clearing costumers*, ma possono anche fare *trading* per loro conto. Nord Pool è la diretta controparte per la compensazione dei contratti.

Tabella 6 - I partecipanti al mercato Nord Pool, 1998

	Mercato Fisico		Mercato Finanziario		Totale	
	Clearing	Direct	Clearing	Direct	Broker	
Danimarca	6	5	7	5	0	13
Finlandia	5	19	4	14	0	31
Germania	0	0	0	2	0	2
Gran Bretagna	0	1	0	6	0	6
Olanda	0	0	0	1	0	1
Norvegia	56	50	71	33	31	155
Svezia	17	25	22	18	7	63
Totale	84	100	104	79	38	274

Fonte: Nord Pool, 1998

6.12 Osservazioni

Il funzionamento del mercato energetico nordico avviene sotto la supervisione delle autorità nazionali della concorrenza. Tale approccio è molto diverso dal sistema adottato in Inghilterra e nel Galles, dove il Pool è pesantemente regolato.

Il Nord Pool, al contrario del sistema inglese dove solo i produttori possono partecipare alle offerte, è un *two sided market*, in cui non vi è l'obbligo per i produttori di offrire energia solo attraverso il Pool (al contrario di quanto avviene in Inghilterra). Ciò ha incentivato il Pool ad assicurare condizioni ottimali allo scopo di mantenere gli scambi all'interno del sistema.

Il mercato nordico dell'energia ha, inoltre, dimostrato che non è necessario avere un singolo operatore di sistema. Infatti Statnett, Svenska Kraftnätt e Fingrid hanno la responsabilità della gestione e del bilanciamento del rispettivo sistema nazionale. Le tasse nazionali (incluse quelle ambientali) e le regolamentazioni servono per armonizzare il sistema.

CAPITOLO 7

L'esperienza californiana

7.1 Introduzione

Il processo di deregolamentazione del mercato elettrico californiano è formalmente iniziato il 31 marzo 1998 a seguito dell'approvazione dell'Assembly Bill n. 1890. Si tratta di un processo di durata pluriennale che si concluderà il 31 marzo 2002 con la completa liberalizzazione del mercato e l'estensione della qualifica di cliente eligibile indistintamente a tutte le categorie di consumatori, residenziali, commerciali ed industriali.

Anteriormente alla deregolamentazione, il mercato elettrico californiano presentava i connotati tipici dell'oligopolio in quanto sostanzialmente controllato da tre grandi imprese verticalmente integrate: la Pacific Gas and Electric, la Southern California Edison e la San Diego Gas and Electric. Una prima iniezione di competitività nel sistema avviene nel 1992 con l'approvazione da parte del congresso degli Stati Uniti dell'Energy Policy Act che autorizza la Commissione Regolatoria Federale (FERC) a disporre l'accesso libero alla rete di trasmissione; un ulteriore passo avanti avviene nel 1996 a seguito dell'imposizione dell'obbligo per le compagnie elettriche di trasmissione operanti a livello nazionale di conformarsi al principio del Third Party Access.

Al fine di ridimensionare il potere degli *incumbents*, consentendo a soggetti terzi di penetrare mercati legati a fasi della produzione non caratterizzate dalla struttura dei costi tipica del monopolio naturale, è stato inoltre disposto l'*unbundling* societario delle suddette società.

La gestione corretta dell'intero processo è in parte deferita a due operatori di sistema istituiti con l'AB 1890, l'Independent System Operator e il California Power Exchange. Le Authority di regolazione del settore sono la FERC e la CPCU.

7.2 Organi istituzionali

Il Cal-ISO (California Independent System Operator) è un organo istituzionale *no profit* funzionale all'obiettivo di promuovere la concorrenza nel sistema elettrico californiano,

obiettivo perseguito mediante la gestione da parte dell'ISO della rete di trasmissione ad alto voltaggio secondo criteri di imparzialità orientati a garantire l'accesso indiscriminato di tutti gli operatori alla rete medesima.

Il Cal-ISO non effettua contrattazioni in proprio, bensì funziona come una sorta di camera di compensazione, attuando delle "aste elettroniche" mediante le quali bilanciare la domanda e l'offerta di elettricità. Il Cal-ISO si occupa, inoltre, di gestire i problemi di congestione della rete mediante un sistema di decongestione elettronico computerizzato.

La gestione della domanda e dell'offerta di energia elettrica è attribuita al CalPX (California Power Exchange). Durante il periodo di transizione (ovvero fino a marzo 2002) le imprese *incumbents* (Pacific Gas and Electric, Southern California Edison e San Diego Gas and Electricity) debbono necessariamente commerciare l'elettricità prodotta attraverso il CalPX; al contrario, i produttori indipendenti, le municipalizzate e gli operatori stranieri possono scegliere di vendere o comprare elettricità attraverso il CalPX o attraverso la stipulazione di contratti bilaterali direttamente con i consumatori.

Il CalPX realizza un mercato concorrenziale di elettricità tramite l'effettuazione di aste giornaliere nel mercato *forward* (Day Ahead e Day Of). Il CalPX aggrega le domande e le offerte di generazione dei partecipanti e determina il Market Clearing Price (MCP), ovvero il prezzo al quale l'energia è acquistata e venduta. Inoltre, il CalPX funziona come *Scheduling Coordinator*.

L'importanza del CalPX è testimoniata dal fatto che, allo stato attuale, circa l'86% del volume di elettricità prodotta viene contrattata all'interno del Cal-ISO, ed il numero di operatori di mercato è pari a circa 70, distribuiti in tutti gli Stati Uniti.

Il principale obiettivo del CalPX è quello di realizzare un mercato dell'energia efficiente e competitivo, in grado di soddisfare le esigenze dei clienti.

Esso riveste inoltre un ruolo fondamentale a livello di mercato: la sua presenza contribuisce, infatti, a creare un mercato liquido, caratterizzato da un elevato numero di partecipanti. Questo consente che:

- i venditori di elettricità possano liberamente trasportare il loro prodotto ai compratori;
- i compratori possano ricevere elettricità da qualunque fornitore scelto.

L'incremento del margine di competitività del sistema si è tradotto in una diminuzione dei prezzi per i consumatori.

Tabella 7 - Prezzi 1° luglio-15 settembre (\$/MWh)

	Media	Peak	Non-Peak
1999	30,36	36,91	22,22
1998	37,25	47,91	24,00

Fonte: Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 1999

7.3 Operatori di mercato

Alcuni dei primi operatori partecipanti all'ISO sono stati i tre Investor Owned Utilities (IOUs): Pacific Gas & Electric, Southern California Edison e San Diego Gas & Electric. Queste tre *utilities* sono state obbligate dalla legislazione vigente (AB 1890, settembre 1996) a cedere la proprietà della rete di trasmissione ad alto voltaggio.

Altri partecipanti:

Generatori: forniscono energia e servizi ancillari sia attraverso il CalPX sia mediante la contrattazione diretta con gli acquirenti. Debbono sottostare alle istruzioni definite dall'ISO e dagli Scheduling Coordinators.

QFs: sono i generatori privati che utilizzano fonti energetiche alternative o rinnovabili al fine di generare elettricità. L'*output* prodotto deve raggiungere determinati standard qualitativi definiti dalla FERC; in tal caso, le compagnie di distribuzione sono obbligate ad acquistare l'energia prodotta. Quando il mercato sarà maturo ed il processo di deregolamentazione completo, le QF dovranno competere senza privilegi con gli altri operatori.

IPP: si tratta generalmente di produttori che non possiedono linee di trasmissione proprie; la crescita della loro quota di mercato registrata negli ultimi anni è riconducibile essenzialmente alla crescita delle centrali di cogenerazione.

Tabella 8 - Il ruolo dei partecipanti nel mercato energetico californiano

Partecipanti	Ruolo
Generatori	Generano elettricità
California Power Exchange	Ha creato e gestisce il mercato spot per l'elettricità, programma ed imposta le contrattazioni
Scheduling Coordinators	Sottopongono la programmazione dei bilanciamenti all'ISO
Independent System Operator (ISO)	Gestisce la rete ed i servizi di accesso alla rete
Utility Distributions Companies	Distribuiscono o consegnano elettricità
Venditori al dettaglio	Forniscono servizi energetici competitivi
Clienti	Domandano e consumano elettricità

Fonte: CalPX, 1999

7.4 Struttura del mercato

Il CalPX, California Power Exchange, opera attraverso due mercati dove l'energia viene negoziata su base oraria e attraverso un mercato dei derivati (Block Forward Market) per la consegna dell'energia entro un anno dalla negoziazione (originariamente entro 6 mesi dalla contrattazione).

Ogni giorno il CalPX e i coordinatori della programmazione sottopongono i programmi al CAL-ISO, specificando l'energia necessaria dei propri clienti per il giorno successivo. Il CalPX specifica anche quali impianti di energia saranno i generatori.

Se nel giorno seguente vi è la necessità di variare la quantità di energia, il CAL-ISO, attraverso la gestione dei servizi ancillari, della gestione delle congestioni e del mercato *spot*, effettua aggiustamenti sul lato dell'offerta e della domanda.

Il CalPX accetta da ciascun partecipante le relative domande e offerte di energia per tutto il giorno successivo (Day Ahead Market) e per l'ora successiva (Hour Ahead Market, attualmente chiamato Day Of Market), determinando un prezzo (Market Clearing Price) a cui l'energia viene negoziata. Le offerte programmate vengono poi sottoposte all'ISO che seleziona un aumento o un decremento delle offerte per alleviare o eliminare la congestione sulla rete di trasmissione.

Le società certificate per effettuare contrattazioni nel CalPX sono circa 70, provenienti dagli Stati Uniti e dal Canada.

7.5 Day Ahead Market

Per poter accedere a tale mercato, ciascun operatore deve presentare un certo numero di requisiti di idoneità. Una volta certificato, ogni partecipante può effettuare contrattazioni di energia nelle 24 ore successive per la consegna fisica del bene il giorno successivo.

Il volume medio contrattato giornalmente è pari a 517,842 MWh, per un totale di 187 milioni di MWh di energia contrattati nell'anno, che corrispondono ad un valore superiore a 8 miliardi di dollari.

Per ciascuna negoziazione vi è un comune obbligo per il pagamento tra il CalPX e i partecipanti al mercato, mentre gli aggiustamenti (*settlement*) vengono effettuati entro i tre giorni successivi alla negoziazione.

Le procedure di *trading* nel Day ahead Market sono le seguenti:

- i partecipanti forniscono le richieste relative alla domanda e offerta di energia al CalPX che procede alla convalida;
- il CalPX costruisce le curve aggregate della domanda e dell'offerta per determinare un prezzo (MCP ossia Market Clearing Price) per ciascuna ora delle 24 ore programmate. A meno che non vi siano congestioni nella trasmissione dell'energia, il MCP diventa il costo di riferimento dell'elettricità per tutta la California per la consegna di energia in una data ora;
- il CalPX verifica anche se le richieste di energia effettuate dai partecipanti alla borsa non comportino condizioni di sovrapproduzione. Se si verifica questo caso, il CalPX ha l'obbligo di comunicarlo all'ISO;
- il Cal-ISO determina, sulla base di offerte relative a specifici impianti e a domande localizzate, se vi è congestione della rete. In questo caso, il Cal-ISO usa aggiustamenti nelle richieste in modo da sottoporre programmi rettificati al CalPX e agli altri coordinatori di programma;
- se le condizioni di sovrapproduzione non si eliminano durante le richieste supplementari di energia (*bidding iterations*), interviene l'ISO che implementa un codice di protocollo per eliminare le condizioni di sovrapproduzione. I *bid* supplementari vengono effettuati per stabilire l'ottimo MCP e la domanda e l'offerta programmata di energia;

- i *bid* effettuati nel Day Ahead Market non devono necessariamente essere attribuiti ad una particolare unità o ad un impianto specifico, ma si riferiscono ad un complesso di *portfolio bids*.

7.6 Day Of Market

Nel Day Of Market, i partecipanti possono effettuare le contrattazioni di energia quasi al momento dell'effettiva consegna del bene. In tale mercato i partecipanti sottopongono al CalPX le offerte e le domande di energia per le aste effettuate alle 6,00 del mattino, a mezzogiorno e alle 16,00. Ciò dà l'opportunità ai partecipanti di effettuare gli aggiustamenti sulla base dei programmi del giorno prima in modo da minimizzare gli squilibri in tempo reale. Il prezzo dell'energia - MCP - viene determinato come nel Day Ahead Market. Il CalPX comunica il prezzo e le quantità scambiate ai partecipanti della borsa immediatamente dopo che il Day Ahead Market è stato chiuso.

I principali obiettivi di tale mercato sono quelli di consentire ai partecipanti di ottimizzare le quantità di energia programmate e di ridurre gli squilibri in tempo reale.

Le aste e i programmi di consegna nel Day Of Market sono i seguenti:

- e aste effettuate alle 6,00 includono aste individuali per la consegna dell'energia nel periodo tra le 11,00 e le 16,00 (lo stesso giorno);
- le aste effettuate a mezzogiorno includono aste individuali per la consegna fisica dell'energia dalle 17,00 a mezzanotte (lo stesso giorno);
- le aste effettuate alle 16,00 includono aste individuali per la consegna fisica dell'energia dalle 1,00 alle 10,00 di mattina (il giorno seguente).

Il CalPX, operando anche come stanza di compensazione, non può effettuare negoziazioni per conto proprio.

Tabella 9 - Le responsabilità del California Power Exchange e dei partecipanti

Responsabilità del CalPX	Responsabilità dei partecipanti
Ricevere le richieste di domanda e offerta di energia	Sottoporre le richieste di domanda e offerta di energia complete
Determinare il MCP	Osservare le istruzioni operative del CalPX o dell'ISO
Determinare il prezzo zonale (MCP rettificato per la congestione)	
Operare come coordinatore di programma per i partecipanti	
Preparare ed inviare le fatture	
Effettuare trasferimenti di fondi per gli aggiustamenti e per le fatture	

7.7 La determinazione del Market Clearing Price

Le domande e le offerte di tutti i partecipanti vengono inserite nelle curve di domanda ed offerta aggregata, e nel punto di intersezione viene determinato il prezzo (MCP). Dopo che viene fissato il primo prezzo, i partecipanti possono prendere parte alle offerte supplementari (*bid iteration*) in modo da assicurare una convergenza verso le programmazioni e i prezzi ottimali per i partecipanti. Tali processi supplementari arrivano al termine, comportando la chiusura del mercato, quando non vi sono più offerte soggette a revisione o quando i criteri di convergenza del PX sono conclusi.

Il prezzo dell'energia è unico per tutta l'area ISO quando il flusso di energia programmata non eccede la capacità di trasmissione. Se, al contrario, il flusso di energia programmata attraverso le zone di confine eccede la capacità di trasmissione, vengono determinati differenti prezzi zionali in modo da diminuire la congestione.

7.8 Block Forward Market

Il mercato dei derivati viene utilizzato per offrire ai partecipanti strumenti per coprire i rischi di prezzo derivanti da negoziazioni a lungo termine. Tale mercato, che è attivo dal 1999, dà la possibilità sia ai compratori che ai venditori di energia di evitare le esposizioni finanziarie dovute alla volatilità dei prezzi durante il periodo delle contrattazioni.

Attualmente circa il 20% dell'elettricità viene negoziata attraverso contratti derivati che possono essere stipulati anche da coloro che non partecipano ai mercati Day Ahead.

7.9 Real Time Market

Le operazioni in tempo reale sono gestite dall'ISO che determina anche il Real Time Market Price.

Il mercato in tempo reale è uno strumento dell'ISO per aggiustare la generazione elettrica in modo da adeguare la trasmissione di energia, modificando esclusivamente l'offerta. ISO classifica le richieste di energia secondo il *price merit order* e le sceglie quando è necessario per aggiustare l'equilibrio tra la produzione e la trasmissione.

L'ultima unità scelta per ogni ora definisce il prezzo marginale nel mercato in tempo reale.

Considerazioni conclusive

Dall'analisi dei modelli di Borsa per l'Energia Elettrica sviluppati nelle esperienze di Spagna, Inghilterra, Paesi scandinavi e California emerge una stretta relazione fra scelta del modello e struttura dell'industria di riferimento.

Una prima considerazione concerne le tipologie di mercato.

Tutte le esperienze esaminate evidenziano l'instaurarsi di un doppio mercato (per clienti liberi e clienti vincolati) non convergente.

Nel mercato dei clienti vincolati opera l'acquirente unico con contratti bilaterali di lungo termine.

Nel mercato dei clienti idonei esiste un mercato dove gli scambi avvengono in borsa con transazioni al miglior prezzo.

Contrapposto a questo modello esiste la possibilità di un mercato integrato nel quale l'Acquirente Unico può acquistare sia con contratti a lunga sia direttamente nella borsa elettrica.

A livello di struttura la soluzione di una integrazione tra i due mercati tramite l'operatività dell'Acquirente Unico consente:

- di estendere la competizione a tutto il mercato in linea con i principi del decreto legislativo 79/99;
- di utilizzare in modo ottimale il parco degli impianti di generazione;
- di ottenere una maggiore efficienza allocativa.

Una seconda considerazione concerne il "ruolo della domanda". Le scelte in materia di partecipazione della demand-side alle contrattazioni che si svolgono nelle borse elettriche sono concettualmente riconducibili a due tipologie principali di domanda di mercato:

- modelli di System Marginal Price, in cui esiste un mercato privo della partecipazione della domanda al mercato, ovvero gli scambi avvengono sulla base della concorrenza tra le migliori offerte di energia (vecchio sistema inglese);
- modelli di mercato nei quali esiste interazione tra domanda ed offerta (modello norvegese ed americano).

Una terza considerazione concerne la remunerazione della capacità produttiva di riserva e gli effetti sui prezzi delle transazioni della Borsa Elettrica.

L'esigenza di garantire efficienza produttiva nella generazione deve considerare anche le criticità di sistema, laddove è necessario mantenere in esercizio anche gli impianti marginali per ragioni di sicurezza del sistema.

Si pone, qui, il problema di remunerare la capacità di riserva in un contesto nel quale impianti inefficienti sono comunque necessari al sistema e tuttavia un sistema di prezzi marginali inefficienti (di questi impianti) potrebbe influenzare negativamente le transazioni del sistema (a scapito dei consumatori).

La scelta, su questo punto, dovrebbe quindi arrivare a considerare:

- la possibilità di determinare il prezzo della capacità di riserva in via amministrativa (soluzione adottata nel mercato spagnolo);
- la possibilità di negoziare separatamente dagli scambi normali di borsa la capacità di riserva (soluzione prevalente nel mercato americano).

La seconda soluzione appare la più incentivante per il rinnovo del parco di generazione. La prima potrebbe comportare il rischio di perpetuare la struttura esistente.

Una quarta ed ultima considerazione concerne le transazioni di borsa e la trasmissibilità degli scambi di energia. Tale considerazione – a livello di struttura di mercato – arriva a considerare i legami esistenti tra le transazioni di mercato (che potrebbero collegare domanda ed offerta in diversi punti del paese) e la struttura e modalità di trasmissione dell'energia.

Esistono inoltre alcune criticità:

- in che modo la struttura delle tariffe di trasmissione potrebbe influenzare il prezzo delle transazioni di borsa (oppure il prezzo di offerta di borsa per quanto efficiente e percepito dalla domanda in modo diverso in relazione alla distanza e/o alla struttura delle tariffe di trasmissione);
- in che modo le modalità di risoluzione delle congestioni potrebbero (o non potrebbero) condizionare le transazioni di borsa;
- in un mercato dipendente dalle importazioni, si assiste alla comparsa di un nuovo *supplier* (più o meno indistinto) che offre energia elettrica a prezzi sempre "vincenti", ma sottoposto ad una sorta di razionamento delle quantità a causa dei vincoli tecnici della capacità di trasmissione AAT e AT. Quali ripercussioni potrebbero esservi sui prezzi finali da differenti scelte in tema di allocazione di capacità (scarse) di importazione?