

Il sistema elettrico spagnolo

Struttura e procedure di gestione

**Marco Cecchini
Hammou Chick Salah
Alfredo Pastor Tella**

1. Introduzione

L'Electric Power Act, entrato in vigore nel gennaio '98 e preceduto nel '94 da una legge di riordino del sistema elettrico nazionale, ha sancito la libera concorrenza nella generazione e la progressiva riduzione del ruolo dello Stato nel settore; ha inoltre stabilito il libero accesso alla rete di trasmissione e distribuzione e indicato in 10 anni l'orizzonte temporale entro il quale il processo di liberalizzazione dovrà essere completato. La gestione della rete di trasmissione è affidata ad una società separata ed indipendente, la *Red Electrica de España*, che possiede anche la maggior parte degli asset fisici di trasmissione (vedi Figura 1). L'Autorità di regolazione del sistema elettrico spagnolo è la *Comisión Nacional del Sistema Eléctrico* (CNSE), creata nel 1994 in seno al Ministero dell'Industria ed Energia, che ne controlla l'efficacia ma non può influenzarne direttamente le decisioni; la CNSE non fissa le tariffe (stabilite dal Ministero), ma stabilisce le regole di funzionamento dei mercati e fa da arbitro per qualsiasi contenzioso.

2. Attori del sistema

2.1. Produttori

La loro funzione è generare energia elettrica per cederla al sistema e costruire, gestire e mantenere efficienti le installazioni necessarie a tale scopo.

I produttori Possono vendere l'energia in borsa o direttamente a Distributori o Clienti Qualificati tramite contratti bilaterali. Le unità di produzione con potenza superiore a 50 MW devono obbligatoriamente offrire in borsa la potenza non impegnata con i contratti.

I Produttori possono a loro volta acquistare energia tramite contratto bilaterale da Rivenditori e Agenti Esterni, oppure a prezzo di borsa dall'Operatore di Mercato (per esempio per esigenze di pompaggio).

Autoproduttori Sono imprese di settori industriali diversi da quello elettrico. Possiedono unità di produzione destinate a coprire fundamentalmente le proprie necessità energetiche e sono autorizzate a cedere l'energia in eccesso. Le imprese autoproduttrici, per essere considerate tali, devono assorbire almeno il 30% dell'energia autoprodotta per installazioni fino a 25 MW, ed almeno il 50% per installazioni con potenza installata maggiore.

Produttori in regime speciale Sono titolari di impianti che producono in cogenerazione, da fonti rinnovabili, rifiuti ecc., con potenza installata superiore a 50 MW. Questi produttori possono scegliere se offrire la propria produzione in borsa oppure venderla direttamente ai Distributori, i quali sono obbligati ad acquistarla al prezzo di borsa per le quantità di cui necessitano. In ogni caso, i produttori in regime speciale ricevono per l'energia venduta il prezzo di borsa più un incentivo statale.

Agenti Esterni sono soggetti dei sistemi elettrici stranieri, che vendono o comprano energia elettrica nel sistema spagnolo. Sono ammessi agenti di paesi che riconoscono reciproche possibilità di contrattazione agli agenti spagnoli e che sono iscritti ai registri (spagnoli) dei venditori o dei compratori. Sono abilitati a partecipare alla contrattazione di borsa e ad utilizzare lo strumento dei contratti bilaterali.

2.2. Distributori

I Distributori vendono a tariffa energia elettrica ai Clienti allacciati alle proprie reti oppure ad altri Distributori. Le tariffe sono stabilite dal Ministero dell'Energia e Industria e sono omogenee su tutto il territorio (a parte una tassazione che può essere diversificata geograficamente).

I Distributori presentano offerte di acquisto in borsa unicamente per la differenza tra la quantità di energia che devono fornire e la quantità che sono obbligati a comprare (a prezzo di borsa) direttamente dai Produttori in regime speciale. Possono anche acquistare energia a tariffa da altri Distributori.

I Distributori sono in genere proprietari delle reti di distribuzione localizzate nel territorio per il quale essi hanno la concessione e sono responsabili dello sviluppo, gestione e manutenzione delle proprie installazioni. L'accesso alle reti di distribuzione da parte di terzi è comunque garantito, in quanto la proprietà delle reti non garantisce l'uso esclusivo delle medesime da parte dei proprietari.

2.3. Rivenditori

I Rivenditori svolgono funzioni di pura commercializzazione: acquistano energia in borsa, oppure direttamente da altri Rivenditori; la vendono a Clienti Qualificati, Agenti Esterni, Produttori o ad altri Rivenditori mediante contratti bilaterali.

2.4. Clienti

I Clienti si suddividono in due categorie: Clienti a Tariffa e Clienti Qualificati.

Clienti a Tariffa

Sono consumatori che acquistano la totalità dell'energia a tariffa dal Distributore che gestisce la rete a cui sono allacciati.

Clienti Qualificati

Sono consumatori che possono accedere al libero mercato comprando in borsa, da Produttori, Rivenditori o Agenti Esterni, oppure a tariffa dal Distributore territorialmente competente. Dal 1° gennaio 1999, sono 'Qualificati' tutti i titolari di installazioni ferroviarie, ferrovie metropolitane e gli Autoproduttori indipendentemente dai consumi, nonché tutti i Clienti il cui consumo abbia superato i 3 GWh nell'anno precedente; dal 1° ottobre 1999 tale tetto è stato ridotto ad 1 GWh. A partire dal 2007, tutti i clienti saranno Qualificati.

2.5. Operatore di Sistema (OS): Red Electrica de España (REE)

La Red Electrica de España possiede la rete a 400 kV e alcune linee a 220 kV, nonché le connessioni internazionali ed installazioni a tensione inferiore la cui operatività incide significativamente sulla rete di trasporto o sulle congestioni di rete. E' inoltre la società incaricata della gestione, della manutenzione e della pianificazione di tali reti. E' responsabile della continuità e sicurezza del servizio e del corretto coordinamento dei sistemi di produzione e di trasporto. La REE garantisce il libero accesso alla rete di trasporto (Figura 1).

La REE svolge le seguenti funzioni (proprie dell'Operatore di Sistema):

- ✚ determinazione delle congestioni di rete relative al dispacciamento determinato dal mercato per la programmazione a breve termine e risoluzione delle stesse con criteri di economicità;
- ✚ quantificazione dei servizi ausiliari di sistema e gestione del relativo mercato;
- ✚ gestione della capacità di interconnessione con l'estero;
- ✚ coordinamento della manutenzione degli elementi di rete e degli impianti di generazione;
- ✚ coordinamento delle risorse nelle procedure di riavviamento del servizio in caso di interruzione;
- ✚ gestione in tempo reale del sistema.

2.6. Operatore di Mercato (OM): OMEL

La *Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad* (OMEL) gestisce il sistema di offerte di acquisto e di vendita di energia elettrica ed effettua le relative liquidazioni. Le principali funzioni dell'OMEL sono le seguenti:

- ⊕ determinazione del programma di produzione del giorno successivo e del relativo prezzo marginale per ogni ora;
- ⊕ gestione del mercato intragiornaliero e determinazione del programma di produzione da esso derivante;
- ⊕ divulgazione delle informazioni riguardanti le offerte accolte e quelle escluse in ogni ora e pubblicazione su mezzi di diffusione nazionale delle notizie di interesse pubblico;
- ⊕ redazione dei bilanci commerciali a consuntivo.

La correttezza della gestione economica dell'OM è controllata dal Comitato degli Agenti di Mercato, composto da tutti gli operatori. In Figura 2 sono riassunti i principali flussi di energia e di servizi ausiliari del sistema spagnolo.

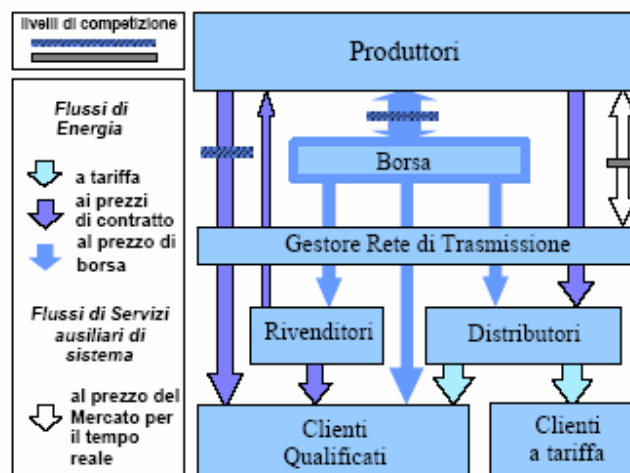


Figura 2 – Flussi di energia e servizi ausiliari di sistema.

3. Strumenti di mercato

3.1. Contratti bilaterali

3.1.1. Contratti bilaterali fisici

Possono formalizzare questo tipo di contratto Produttori, Rivenditori, Distributori, Clienti Qualificati ed Agenti Esterni. I gruppi utilizzati per produrre energia oggetto di contratti bilaterali vengono ammessi alla produzione prescindendo dai meccanismi della borsa, ma non da eventuali modifiche derivanti dalla risoluzione delle congestioni di rete.

I contratti devono avere una durata minima di un anno ed essere comunicati all'OM quotidianamente entro le 11 del giorno precedente, al fine di essere inseriti nel programma base di produzione (PBF). Mentre l'energia offerta in borsa viene remunerata dall'OS con un compenso aggiuntivo a titolo di garanzia di potenza¹, variabile di anno in anno, all'energia oggetto di contratto bilaterale tale compenso non viene riconosciuto. Per questo motivo, la percentuale di energia trattata mediante contratti bilaterali è molto ridotta.

Tutti i Produttori, Rivenditori, Distributori e Clienti Qualificati sono autorizzati a comprare energia in qualunque paese comunitario. L'Amministrazione spagnola potrà negare l'autorizzazione solo se il paese in questione non riconosce ai propri agenti la medesima capacità di contrattazione. Produttori e Rivenditori possono vendere all'estero solo se questo non pregiudica la sicurezza del sistema nazionale.

3.1.2. Contratti finanziari (per differenza)

Il mercato spagnolo ammette anche la stipula di contratti bilaterali di tipo finanziario ("contratti per differenza"), che non hanno come oggetto la consegna fisica di energia ma solo i conguagli tra il prezzo di borsa e quello concordato, allo scopo di salvaguardare i contraenti dalle fluttuazioni dei prezzi di borsa stessi. L'energia così contrattata, essendo comunque acquistata in borsa, è soggetta alle relative regole di ammissione alla produzione.

I contratti di questo tipo devono essere comunicati all'OM specificando sia il periodo temporale al quale si riferiscono che il soggetto con il quale deve realizzarsi la liquidazione.

3.2. Mercati per la programmazione a breve termine

¹ La garanzia di potenza è una remunerazione aggiuntiva sul prezzo dell'energia, che ricevono i Produttori che accedono alla borsa. Tale prezzo è stabilito annualmente dall'Autorità e varia nelle diverse ore del giorno. La garanzia di potenza si ripartisce tra i generatori in proporzione alla potenza resa disponibile. Le centrali idroelettriche sono escluse da questo tipo di retribuzione in quanto si considera che non contribuiscano all'affidabilità su medio periodo del sistema.

Il mercato spagnolo per la programmazione a breve termine è organizzato in:

- ⊕ Mercato giornaliero (MERCADO DIARIO - MD);
- ⊕ Mercato intragiornaliero (MERCADO INTRADIARIO - MI);
- ⊕ Mercato di previsione degli scostamenti.

Lo svolgimento di tali mercati determina la seguente successione di programmi di produzione, via via più raffinati:

- PBC - Programa Base Casacion:
programma di base della produzione riferito alle offerte di borsa, elaborato all'OM; tale programma scaturisce dalle contrattazioni nel MD;
- PBF - Programa Base Funcionamiento:
programma di base riferito a *tutta* la produzione, elaborato dall'OM; tale programma è l'unione del PBC con i programmi derivanti dalla contrattazione bilaterale e con quelli dei Produttori in regime speciale;
- PVP - Programa Viable Provisional:
tale programma risulta dalle modifiche apportate all'OS al PBF per risolvere eventuali congestioni di rete;
- PVD - Programa Viable Definitivo:
tale programma è un'ulteriore modifica del PVP realizzata dall'OS per renderlo compatibile alle bande di potenza per la regolazione secondaria;
- PHF - Programa Horario Final:
tale programma viene elaborato dall'OM in base alle modifiche apportate da ogni sessione del MI (Mercato Intradiario) al PVD;
- PHO - Programa Horario Operativo:
tale programma, elaborato dall'OS, comprende le modifiche al PHF derivanti da scostamenti produzione-consumo comunicati dagli agenti di mercato o stimati dall'OS successivamente alla chiusura della sessione del MI relativo ai periodi orari interessati.

3.2.1. Mercato giornaliero (*MERCADO DIARIO*)

Possono vendere in questo mercato tutti i Produttori e gli Agenti Esterni autorizzati; possono acquistare da esso i medesimi più i Distributori, i Rivenditori ed i Clienti Qualificati.

Il mercato giornaliero negozia l'energia non contrattata in forma bilaterale. Il risultato delle due contrattazioni più gli scambi internazionali determina il programma base di funzionamento (PBF).

Le offerte di vendita e di acquisto pervenute all'OM e relative ad ogni ora del giorno successivo sono per unità di produzione e di acquisizione.

Le offerte di vendita possono essere presentate in formato semplice o complesso:

Formato semplice

Per ogni unità di produzione si definisce l'offerta oraria con un massimo di 25 prezzi [PTA/kWh] relativi ad altrettante quantità di energia.

Formato complesso

Oltre alle informazioni tipiche del formato semplice, può incorporare una o più delle seguenti condizioni:

- indivisibilità dell'offerta:
 - impone che un certo tratto della curva d'offerta non può essere accettato solo parzialmente. Questa condizione permette alle unità di produzione di dichiarare la soglia di potenza minima relativa al proprio minimo teorico, assicurando un dispacciamento tecnicamente fattibile.
- remunerazione minima:
 - i produttori possono dichiarare all'OM che l'offerta in oggetto può essere considerata valida solo se viene loro garantito un ricavo minimo espresso come una quantità fissa [PTA] ed una variabile in [PTA/kWh]; il ricavo totale nella giornata deve essere maggiore alla quantità fissa più un valore proporzionale al totale dell'energia assegnata nella giornata; se l'unità non ottiene tale remunerazione minima, tutte le sue offerte per l'orizzonte giornaliero possono essere ritirate;
- fermata programmata:
 - può essere specificata solamente insieme a quella di remunerazione minima; se presente, un'offerta rifiutata perché non soddisfa il vincolo di remunerazione minima viene comunque considerata per i primi tre periodi orari del giorno di dispacciamento come offerta semplice. In questo modo i produttori possono comunque ottenere una remunerazione per l'energia prodotta nelle ore (al più le prime tre del giorno) necessarie allo spegnimento del gruppo;
- dichiarazione di rampa:

dichiarando il gradiente di aumento e diminuzione di potenza che il gruppo è in grado di sostenere, si ottiene che nella programmazione tra un'ora e la successiva si accettino solo quantità di energia sostenibili sotto tale vincolo.

Le unità idrauliche di produzione sono escluse dall'utilizzo di queste condizioni che in effetti affrontano problemi tipici della produzione termica.

3.2.2. Incrocio domanda – offerta e determinazione del prezzo

Il meccanismo di incrocio domanda – offerta è l'algoritmo che determina l'ordine di merito economico delle offerte presentate sul mercato, individuando la quantità accettata di ognuna di esse e la corrispondente remunerazione

Nel caso vi siano unicamente offerte semplici, per ciascuna delle 24 ore del giorno successivo il prezzo marginale orario dell'energia (PMH) e le quantità accettate in ogni singola offerta di acquisto e di vendita vengono definiti dall'incrocio delle curve cumulate di domanda e di offerta.

Nel caso vi siano anche offerte complesse:

- a. Ricerca di una soluzione inerziale valida: l'obiettivo di questa operazione è quello di ottenere una prima soluzione incrociando la cumulata delle domande con l'aggregato di tutte le offerte, semplici e complesse;
- b. si impongono le condizioni derivanti dalle offerte complesse, escluse quelle di remunerazione minima;
- c. mediante un procedimento iterativo, si ricalcolano prezzi e quantità eliminando via via le offerte di vendita la cui remunerazione minima non è rispettata, fino al soddisfacimento di tutte le rimanenti. Il PMH così ottenuto, sommato alla quota corrispondente alla garanzia di potenza, costituisce il prezzo orario del mercato dell'energia e viene applicato a tutta l'energia contrattata in quell'ora nel MD stesso.

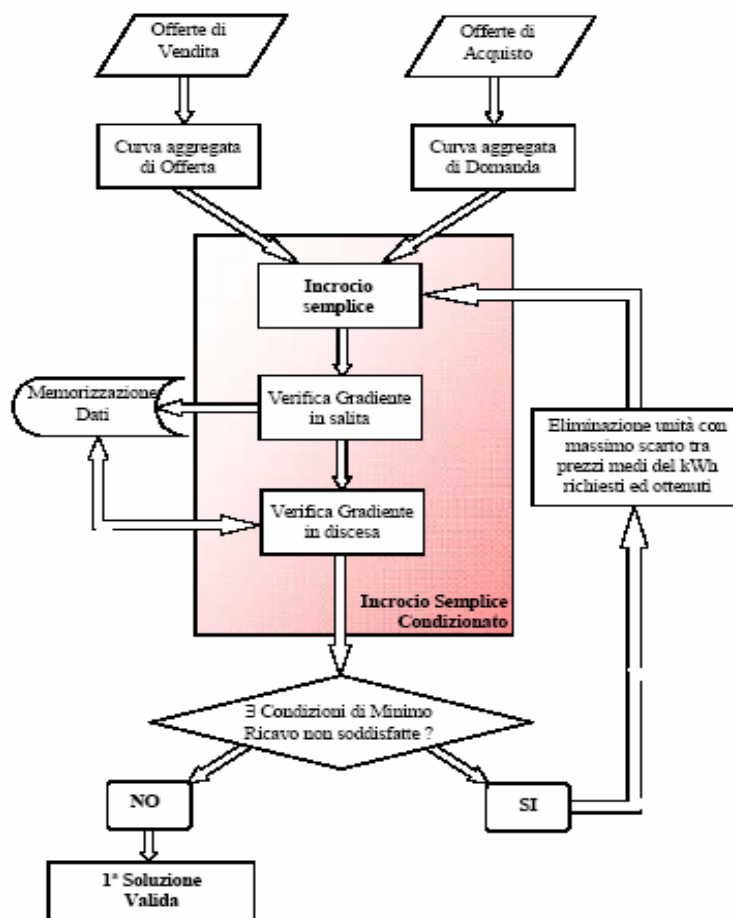


Figura 3 – Incrocio semplice condizionato domanda offerta

3.2.3. Mercato intragiornaliero (*MERCADO INTRADIARIO*)

Il mercato intragiornaliero si svolge attualmente sei volte al giorno. I tempi relativi alle fasi principali sono riassunti nella Tabella 1.

	Sessione					
	1	2	3	4	5	6
Apertura mercato	16.00	21.00	01.00	04.00	08.00	12.00
Chiusura mercato	17.45	21.45	01.45	04.45	08.45	12.45
Analisi congestioni	19:20	23:10	03:10	06:10	10:10	14:10
Pubblicazione PHF	19.35	23.20	03.20	06.20	10.20	14.20
Orizzonte di Programmaz.	21.00-24.00 (28 ore)	01.00-24.00 (24 ore)	05.00-24.00 (20 ore)	08.00-24.00 (17 ore)	12.00-24.00 (13 ore)	16.00-24.00 (9 ore)

Tabella 1- Fasi della programmazione del mercato intragiornaliero

Questo mercato funziona essenzialmente come il quello giornaliero. Ad esso possono partecipare tutti gli Agenti autorizzati, nonché quelli che abbiano partecipato al mercato giornaliero o abbiano formalizzato contratti bilaterali fisici per quel giorno.

Nel mercato intragiornaliero gli acquirenti e i venditori possono rinegoziare le forniture in base alle ultime previsioni di consumo o di produzione, rispettando i vincoli scaturiti dalla risoluzione delle congestioni di rete.

Ogni sessione del mercato intragiornaliero produce un prezzo che si applica alla sola energia in esso negoziata.

3.2.4. Mercato di previsione degli scostamenti

In questo mercato, cui possono partecipare solamente i Produttori, vengono affrontate le deviazioni di produzione o consumo di cui si viene a conoscenza ancora in fase previsionale ma successivamente alla chiusura del MI, con il seguente procedimento:

- l'OS comunica ogni ora, insieme al PHO, gli squilibri previsti, sollecitando, se superano una potenza media oraria di 100 MW, offerte aggiuntive per la loro compensazione;
- sulla base alle offerte ricevute, l'OS determina le modifiche di produzione opportune, incorporandole nel successivo PHO.

Presentazione delle offerte

Una volta pubblicate le deviazioni previste, i produttori possono presentare entro 30 min. le offerte per ognuna delle unità di produzione e pompaggio disponibili. Le offerte contengono le seguenti informazioni:

- ⇒ energia oraria minima e massima offerta in aumento (MWh);
- ⇒ energia oraria minima e massima offerta in diminuzione (MWh);
- ⇒ prezzo orario dell'energia offerta in aumento (PTA/kWh);
- ⇒ prezzo orario di riacquisto dell'energia offerta in diminuzione (PTA/kWh);
- ⇒ costo di avviamento (MPTA);
- ⇒ variazione massima di energia assegnabile in aumento o in diminuzione (MWh/h);
- ⇒ tipo di offerta (generazione o consumo per pompaggio).

L'OS selezionerà le offerte che nell'insieme determinano un minor costo aggiuntivo.

Retribuzione

Le offerte di energia accettate in ciascun periodo vengono retribuite al loro prezzo marginale.

Il prezzo delle unità che necessitano di avviamento viene calcolato aggiungendo all'offerta una quota relativa al costo di avviamento distribuito sul totale dell'energia assegnata.

I sovracosti derivanti, diversi per deviazioni in aumento o in diminuzione, sono completamente a carico degli agenti di mercato che li hanno determinati.

Scostamenti comunicati e scostamenti stimati

La previsione degli scostamenti può avvenire in parte attraverso comunicazione diretta degli agenti di mercato interessati ed in parte attraverso stime dell'OS durante la fase di esercizio. Il processo di risoluzione è unico e i sovracosti derivanti sono suddivisi proporzionalmente agli scostamenti misurati.

Il fatto di comunicare le deviazioni previste, oltre ad essere un obbligo per permettere il corretto funzionamento del sistema, risulta essere vantaggioso perché nella suddivisione dei costi per l'energia di regolazione secondaria e terziaria impiegata non vengono conteggiati gli scostamenti dichiarati.

Eventuali ulteriori sovracosti derivanti da una valutazione eccessiva effettuata dall'OS degli scostamenti rispetto a quelli che effettivamente si producono nel sistema sono a carico di tutti gli agenti di mercato, proporzionalmente all'energia programmata. In c è riportato il diagramma di flusso relativo alle fasi della programmazione a breve termine.

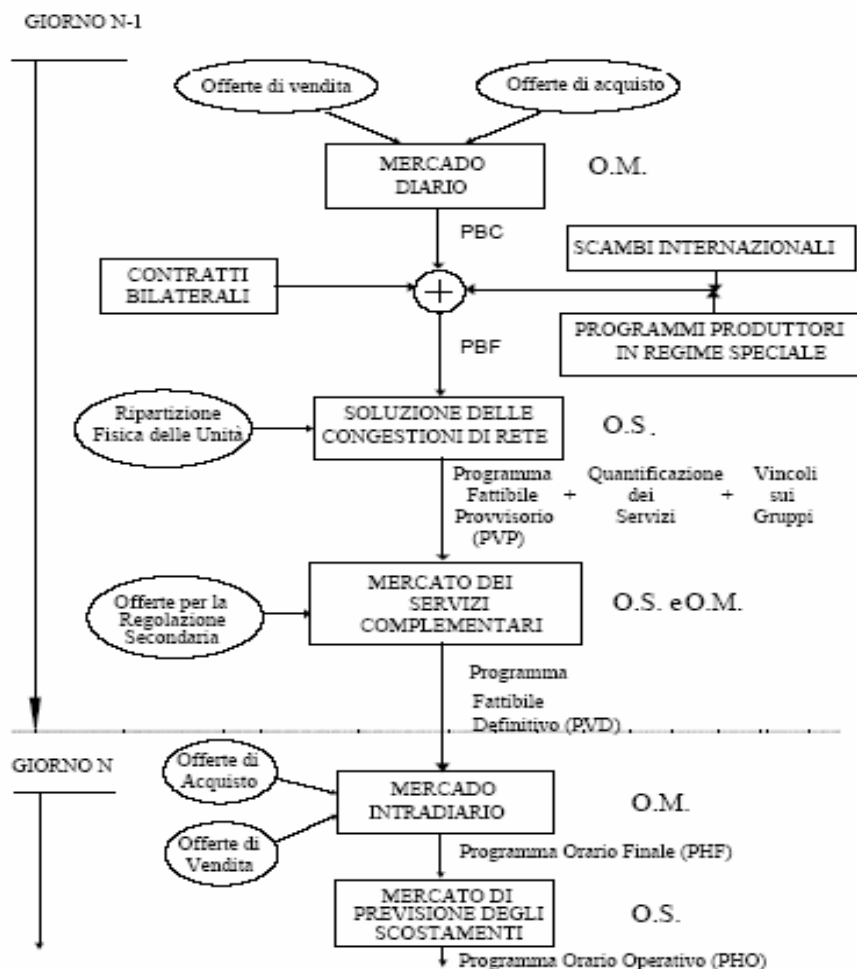


Figura 4 – fasi della programmazione a breve termine

Riassumiamo le varie scadenze temporali della programmazione a breve termine:

10.00

termine per l'accettazione delle offerte di vendita e di acquisto di energia da presentare all'OM per il giorno successivo (MD) e dei contratti bilaterali fisici che coinvolgono connessioni internazionali;

11.00

termine per la presentazione delle comunicazioni dei contratti bilaterali fisici tra operatori nazionali e dei programmi orari di acquisizione dell'energia dei Produttori in regime speciale da parte dei Distributori; stesura definitiva del PBC e del PBF;

12.00

(o entro un'ora dalla stesura del PBC in caso di ritardo) gli agenti responsabili delle unità idroelettriche di produzione incluse nel PBF devono comunicare all'OM e all'OS la ripartizione della potenza assegnata sui diversi gruppi che costituiscono l'unità di produzione, al fine di permettere l'analisi del livello di sicurezza del sistema e l'individuazione di eventuali congestioni di rete; analogamente, ogni responsabile di unità di acquisizione comunicherà all'OM e all'OS la ripartizione della domanda fra i diversi nodi;

<u>14.00</u>	l'OS comunica il PVP all'OM e agli Operatori; l'OS pubblica la stima della riserva secondaria e terziaria necessarie;
<u>15.30</u>	termine per l'accettazione delle offerte per la regolazione secondaria da presentare all'OS;
<u>16.00</u>	L'OS comunica il PVD; inizio accettazione delle offerte di vendita e di acquisto di energia all'OM per la prima sessione del MI;
<u>22.00</u>	gli Operatori presentano all'OS le offerte per la regolazione terziaria relative a tutto l'orizzonte di programmazione del giorno successivo

4. Servizi ausiliari di sistema

La risoluzione delle congestioni di rete avviene in Spagna secondo il metodo "globale", cioè ridispatchando l'intero parco e non prevedendo la suddivisione del territorio in zone.

4.1. Risoluzione delle congestioni di rete nel mercato giornaliero

L'OS esegue una verifica della sicurezza² con il criterio (N-1) sulla base del PBF e della ripartizione fisica dell'energia assegnata ai gruppi, determinando in tal modo le incompatibilità tra programma di produzione e vincoli di rete.

Il processo di risoluzione delle congestioni consiste nel modificare il programma scaturito dalla borsa e dalla contrattazione bilaterale (PBF), in primo luogo eliminando le congestioni delle connessioni internazionali e successivamente quelle del sistema elettrico interno.

Le unità che possono subire modifiche al programma sono quelle di produzione e quelle di acquisizione (queste ultime solo quando la destinazione finale dell'energia è esterna al sistema elettrico nazionale e tale transito è origine di congestioni nelle interconnessioni internazionali).

² Per sicurezza con il criterio (N-1) si intende che il sistema elettrico è in grado di funzionare in sicurezza anche a seguito del fuori servizio di al più un elemento di rete (gruppo di generazione o trasformatore o linea).

Le modifiche al PBF vengono fatte sulla base delle offerte presentate nel MD e dell'applicazione del principio di proporzionalità tra l'energia scambiata tramite borsa e quella scambiata tramite contrattazione bilaterale.

Nel caso vi sia più di una soluzione valida si considera quella che comporta sovracosti minori valutando l'effetto della soluzione su tutto l'arco della giornata. L'OM, ricevuta la comunicazione delle modifiche da apportare al PBF, le rende ufficiali e le comunica ai vari agenti di mercato, secondo le indicazioni dell'OS.

Quando la differenza tra l'energia assegnata nel PVP e quella nel PBF per un certo gruppo in una certa ora risulta positiva, le possibili retribuzioni per detta quantità sono:

- prezzo di borsa del MD (ottenuto prima della risoluzione della congestione), per la quantità assegnata nel PVP;
- nel caso sia richiesto l'avviamento di una unità non inclusa nel PBF, i relativi costi di avviamento saranno distribuiti sul totale della produzione assegnata nell'arco della giornata e aggiunti al prezzo di borsa; se tale gruppo non raggiunge la remunerazione minima da lui eventualmente richiesta, questa gli viene comunque riconosciuta e i relativi costi vengono distribuiti come quelli di avviamento.

Quando invece la differenza suddetta risulta negativa non è previsto nessun tipo di indennizzo per tale penalizzazione, mentre per le quantità rimanenti resterà valido il prezzo di borsa.

I sovracosti che si generano per ogni ora saranno divisi tra tutti i consumatori proporzionalmente all'energia acquistata nell'ora relativa secondo il PVP (quindi sia quella tramite borsa che quella tramite contrattazione bilaterale), con la sola esclusione dell'energia destinata ai pompaggi che non partecipa a tale ripartizione.

4.2. Risoluzione delle congestioni di rete nel mercato intragiornaliero

L'OS pubblica quotidianamente insieme al PVD l'elenco delle limitazioni imposte alle unità di produzione, per garantire le condizioni previste di sicurezza del sistema. Queste condizioni possono essere modificate nell'arco della giornata e devono essere considerate vincolanti per l'accettazione delle offerte in ogni sessione del MI.

Dopo ogni sessione del MI, l'OS esegue comunque una verifica di sicurezza e risolve eventuali congestioni sulla base delle offerte presentate nel MI stesso secondo i medesimi criteri adottati in precedenza senza considerare però nessuna condizione complessa.

4.3. Risoluzione delle congestioni di rete in tempo reale

Per le congestioni che si producono in tempo reale, l'OS adotta la soluzione che comporta il minimo costo utilizzando le offerte di regolazione terziaria disponibili o in mancanza di esse le offerte nel MD.

4. Servizi ausiliari di sistema

Il calcolo delle perdite nella rete di trasporto, effettuato ogni ora, avviene come differenza tra il volume di

energia immessa in rete (gruppi di generazione interconnessioni internazionali) ed il volume di energia assorbita dagli agenti di mercato o dalle interconnessioni internazionali. Poiché l'incontro domanda offerta avviene a livello di distribuzione, le perdite vengono pagate dai Distributori e poi fatte cadere su tutti i compratori con varie modalità in base ai consumi. La retribuzione del trasporto avviene sulla base di una tariffa "a francobollo", unica su tutto il territorio nazionale e funzione del livello di tensione, della potenza di punta impegnata e della quantità di energia