



## **UNIVERSITÀ DI PISA**

Dipartimento di Ingegneria dell'Energia, dei Sistemi, del  
Territorio e delle Costruzioni

Corso di Laurea Specialistica in Ingegneria Elettrica

### **Mercato elettrico europeo: analisi delle prescrizioni tecnico-economiche per il servizio di regolazione della frequenza**

Candidato:

Michele Andreucci

Relatori:

Prof. Stefano Barsali

Prof. Paolo Pelacchi

*26 Novembre 2012*

# INDICE:

INDICE DELLE FIGURE.....	VII
INDICE DELLE TABELLE .....	XI
INTRODUZIONE .....	12
1. IL SISTEMA ELETTRICO .....	16
1.1 I servizi ausiliari del sistema elettrico .....	18
1.2 La regolazione della frequenza .....	20
1.2.1 Regolazione Primaria .....	23
1.2.2 Regolazione Secondaria .....	27
1.2.3 Regolazione terziaria .....	30
2. IL MERCATO ELETTRICO .....	31
2.1 Passaggio da un sistema verticalmente integrato a un sistema liberalizzato .	31
2.2 Caratteristiche comuni dei sistemi liberalizzati .....	34
2.3 I mercati elettrici.....	36
2.3.1 Day ahead Market.....	36
2.3.2 Intraday Market .....	37
2.3.3 Ancillary Services Market.....	38
2.4 I Contratti Bilaterali (OTC).....	38

3	European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) .	39
3.1	ENTSO-E .....	39
3.2	Struttura dell'ENTSO-E.....	43
3.2.1	Sviluppo del sistema .....	43
3.2.2	Operazioni del sistema .....	46
3.2.3	Mercato elettrico .....	48
3.2.4	Ricerca e Sviluppo .....	50
3.3	I codici di rete Europei .....	52
4	PRESCRIZIONI PREVISTE PER IL SERVIZIO DI REGOLAZIONE DELLA FREQUENZA ...	55
4.1	Prescrizioni alla regolazione della frequenza previste da ENTSO-E .....	55
4.2	Prescrizioni alla regolazione della frequenza previste dall' UCTE .....	57
4.2.1	Prescrizioni UCTE per la regolazione primaria della frequenza:.....	59
4.2.2	Prescrizioni UCTE per la regolazione secondaria della frequenza:.....	63
4.2.3	Prescrizioni UCTE per la regolazione terziaria della frequenza:.....	67
4.3	Prescrizioni per la regolazione della frequenza applicate in Italia: .....	69
4.3.1	Regolazione primaria della frequenza : .....	71
4.3.2	Regolazione Secondaria frequenza-potenza .....	76
4.3.3	Regolazione Terziaria della frequenza .....	80
4.4	Prescrizioni per la regolazione della frequenza applicate in Spagna: .....	82

4.4.1 Regolazione Primaria della frequenza .....	83
4.4.2 Regolazione Secondaria della frequenza .....	84
4.3.3 Regolazione Terziaria della frequenza .....	87
4.5 Prescrizioni per la regolazione della frequenza applicate in Francia: .....	89
4.5.1 Regolazione Primaria della frequenza .....	90
4.5.2 Regolazione Secondaria della frequenza .....	92
4.5.3 Regolazione Terziaria della frequenza .....	94
4.6 Prescrizioni per la regolazione della frequenza applicate in Germania: .....	95
4.6.1 Regolazione Primaria della frequenza .....	97
4.6.2 Regolazione Secondaria della frequenza .....	98
4.6.3 Regolazione Terziaria della frequenza .....	99
5 MODALITA' DI ACCESSO E REMUNERAZIONE DEL SERVIZIO DI REGOLAZIONE DELLA FREQUENZA .....	100
5.1 Generalità .....	100
5.1.1 Modalità di accesso al servizio per la regolazione della frequenza:.....	100
5.1.2 Strutture Retributive dei servizi ausiliari: .....	102
5.1.3 Metodi di remunerazione dei servizi ausiliari: .....	103
5.2 Remunerazione per il servizio di regolazione della frequenza previsto in Italia .....	104

5.2.1 Remunerazione per il servizio di regolazione primaria .....	104
5.2.2 Remunerazione per il servizio di regolazione secondaria e terziaria .....	104
5.3 Remunerazione per il servizio di regolazione della frequenza previsto in Spagna:.....	107
5.3.1 Remunerazione per il servizio di regolazione primaria .....	107
5.3.2 Remunerazione per il servizio di regolazione secondaria .....	107
5.3.3 Remunerazione per il servizio di regolazione terziaria.....	111
5.4 Remunerazione per il servizio di regolazione della frequenza previsto in Francia:.....	113
5.4.1 Remunerazione per il servizio di regolazione primaria e secondaria.....	114
5.4.2 Remunerazione per il servizio di regolazione terziaria.....	117
5.5 Remunerazione per il servizio di regolazione della frequenza previsto in Germania: .....	120
5.5.1 Remunerazione per il servizio di regolazione primaria .....	121
5.5.2 Remunerazione per il servizio di regolazione secondaria .....	122
5.5.3 Remunerazione per il servizio di regolazione terziaria.....	123
6 MARKET COUPLING.....	124
6.1 Evoluzione del Market Coupling .....	124
6.2 Modalità organizzative .....	127
6.3 Il Volume Coupling tra CWE e NordPool.....	132

6.4 Price coupling fra Italia e Slovenia .....	135
ALLEGATI:.....	141
A.1 Gruppi di produzione che partecipano al servizio di regolazione della frequenza in Germania: .....	141
BIBLIOGRAFIA:.....	143

# INDICE DELLE FIGURE

Figura 1: Struttura del sistema elettrico. Fonte REE (RED ELECTRICA DE ESPAÑA) ..	17
Figura 2: Caratteristica frequenza-potenza di un carico, in condizioni di equilibrio tra potenza prodotta e dissipata.....	21
Figura 3: Caratteristica potenza-frequenza in seguito ad una diminuzione di carico	22
Figura 4: Legame frequenza-potenza in condizioni di regime.....	24
Figura 5: Variazione della potenza assorbita da un carico e nuovo punto di funzionamento in seguito alla regolazione primaria .....	25
Figura 6: Caratteristica frequenza-potenza di un sistema con due generatori. La caratteristica totale $P_{tg}$ è data dalla somma punto per punto delle caratteristiche f-P dei due generatori. ....	26
Figura 7: Effetto della variazione di carico in presenza della regolazione secondaria. ....	28
Figura 8: Andamento Pil e Domanda di energia elettrica nel corso degli anni verificatosi in Italia.....	31
Figura 9: Punto di incrocio della curva della domanda e quella dell'offerta.....	37
Figura 10: Nazioni che aderiscono all'ENTSO-E .....	39
Figura 11: Associazioni dei TSO antecedenti all'ENTSO-E .....	41
Figura 12: Struttura del comitato Sviluppo del Sistema .....	44

Figura 13: Struttura del comitato Operazioni del Sistema .....	47
Figura 14: Struttura del Comitato Mercato Elettrico .....	49
Figura 15: Struttura del Comitato Ricerca e Sviluppo .....	51
Figura 16: Potenza installata nell'area ENTSO-E nell'anno 2011 .....	56
Figura 17: Struttura gerarchica dell'area sincrona UCTE, composta da aree di controllo (CA), blocchi di controllo (CB) e centri di coordinamento (CC).....	57
Figura 18: Transitorio di frequenza a seguito di uno squilibrio produzione-carico, ed intervento della regolazione primaria .....	60
Figura 19: Andamento dell'erogazione della riserva primaria per vari livelli di regolazione.....	62
Figura 20: Riserva secondaria raccomandata rispetto al carico massimo .....	66
Figura 21: Tempi di intervento delle varie regolazioni a seguito di uno squilibrio .	68
Figura 22: Esempio di un'interruzione della produzione di una centrale elettrica in Francia.....	69
Figura 23: Potenza installata in Italia nell'anno 2011; dove con <i>hy</i> si è indicato impianti di produzione idroelettrici; <i>tn</i> nucleare; <i>regen</i> fonti rinnovabili; <i>fossil_fuels</i> combustibili fossili; <i>other</i> altri. ....	70
Figura 24: Campo di funzionamento ammissibile per i gruppi di generazione idonei del Continente e della Sicilia nei casi in cui è programmata interconnessa al Continente (Pmt sarebbe la potenza di minimo tecnico) .....	72

Figura 25: Campo di funzionamento ammissibile per i gruppi di generazione idonei della Sardegna e della Sicilia in isola programmata di rete (Pmt sarebbe la potenza di minimo tecnico). .....	72
Figura 26: Potenza installata in Spagna nell'anno 2011; dove con <i>hy</i> si è indicato impianti di produzione idroelettrici; <i>tn</i> nucleare; <i>regen</i> fonti rinnovabili; <i>fossil_fuels</i> combustibili fossili; <i>other</i> altri. ....	82
Figura 27: Struttura di tipo gerarchico per la regolazione secondaria della frequenza in Spagna.....	85
Figura 28: Potenza installata in Francia nell'anno 2011; dove con <i>hy</i> si è indicato impianti di produzione idroelettrici; <i>tn</i> nucleare; <i>regen</i> fonti rinnovabili; <i>fossil_fuels</i> combustibili fossili; <i>other</i> altri. ....	89
Figura 29: Potenza installata in Germania nell'anno 2011; ; dove con <i>hy</i> si è indicato impianti di produzione idroelettrici; <i>tn</i> nucleare; <i>regen</i> fonti rinnovabili; <i>fossil_fuels</i> combustibili fossili; <i>other</i> altri. ....	95
Figura 30: Aree di controllo in cui operano i quattro TSO tedeschi .....	96
Figura 31: Sequenza temporale dei mercati che fanno parte del mercato elettrico della penisola Iberica (MIBEL). .....	107
Figura 32: Sequenza di esecuzione e orizzonte di applicazione dei principali mercati gestiti dall'Operatore di sistema indipendente (ISO). Fonte REE.....	108
Figura 33: Meccanismo di aggiustamento.....	119

Figura 34: Passaggio dai mercati elettrici nazionali, al Market Coupling al mercato unico dell'energia. Fonte EMCC .....	124
Figura 35: Vantaggi del Market Coupling. ....	125
Figura 36: Gestori delle reti (TSO) e gestori dei mercati (PX) nel volume coupling	128
Figura 37: Gestori delle reti (TSO) e gestori dei mercati (PX) nel price coupling ....	129
Figura 38: Organizzazione attuale del market coupling in Europa. Fonte Europex	129
Figura 39: Linee di interconnessione su cui viene esercitato il Volume Coupling...	133
Figura 40: Sviluppo del Volume Coupling tra CWE e NordPool.....	134
Figura 41: Formazione del prezzo nel MC ITA-SI .....	138
Figura 42: Market Coupling decentralizzato sulla frontiera italo - slovena. ....	139
Figura 43: Tempistiche del MC ITA-SI .....	139

# INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1: TSO aderenti all'ENTSO-E .....	41
Tabella 2: Informazioni statistiche dell' area dell'ENTSO-E, riportate nel "MEMO 2011" pubblicato da ENTSO-E.....	56
Tabella 3: Suddivisione in blocchi dell'area sinc. UCTE e organizzazione della regolazione II .....	65
Tabella 4: Informazioni statistiche dell'Italia, riportate nel "MEMO 2011" pubblicato da ENTSO-E .....	70
Tabella 5: Caratteristiche regolatori di velocità che partecipano alla regolazione primaria.....	73
Tabella 6: Informazioni statistiche della Spagna, riportate nel "MEMO 2011" pubblicato da ENTSO-E .....	82
Tabella 7: Informazioni statistiche della Francia, riportate nel "MEMO 2011" pubblicato da ENTSO-E .....	89
Tabella 8: Informazioni statistiche della Germania, riportate nel "MEMO 2011" pubblicato da ENTSO-E .....	95
Tabella 9: Ruoli e Responsabilità dei TSO e dei PX in un contesto di market coupling .....	136

# INTRODUZIONE

Una delle caratteristiche principali dei sistemi elettrici è la necessità di mantenere costante il bilancio tra l'energia immessa in rete da parte dei generatori ed il prelievo da parte del carico.

Questo punto fondamentale è dovuto al fatto che l'energia elettrica non è accumulabile come tale, se non in quantità piccolissime, se paragonate alle grandezze in gioco in un sistema elettrico. Il segnale in grado di fornire l'informazione riguardo al bilancio energetico del sistema è la frequenza di rete, la quale deve essere mantenuta costante e pari al suo valore nominale.

A tal fine viene predisposto il servizio di regolazione della frequenza che ha il compito di adeguare la potenza prodotta dagli impianti di produzione a quella istantaneamente assorbita dai carichi, assicurando così il mantenimento dell'equilibrio.

In questi ultimi decenni il settore elettrico ha subito profondi cambiamenti, i quali inevitabilmente, hanno avuto delle ripercussioni anche sulla gestione del servizio di regolazione della frequenza.

Infatti, fino all'inizio degli anni 90, la gestione del sistema elettrico nella quasi totalità del mondo era di tipo monopolistico. Vi erano quindi società verticalmente

integrate che si occupavano dell'intera filiera elettrica (produzione, trasmissione e distribuzione), è di conseguenza anche della regolazione della frequenza.

In seguito si è avvertita l'esigenza di organizzare la struttura del settore elettrico verso forme più competitive. Inghilterra e Galles hanno iniziato a ristrutturare il loro sistema elettrico, eliminando la struttura verticalmente integrata preesistente favorendo così la vendita concorrenziale dell'energia elettrica.

Nel resto dell'Europa il processo di liberalizzazione ha ricevuto un forte impulso grazie alla Direttiva 96/92/CE, che ha portato alla nascita, sebbene con modalità e tempi differenti, dei mercati elettrici a carattere perlopiù nazionale.

In questo nuovo contesto, le attività di produzione, trasmissione e distribuzione sono state separate e la gestione della regolazione della frequenza è stata affidata all'Operatore del Sistema (OS).

L' OS ovviamente, non potrà più gestire tale regolazione con le stesse modalità adottate dall'ente monopolista, in quanto le risorse necessarie per ottenere questo controllo sono trattate come servizi che deve ottenere dai gestori degli impianti di produzione. Pertanto, dovrà stabilire delle regole trasparenti e non discriminatorie, che pur tutelando l'economicità, gli consentano di poter accedere a queste risorse. Tali regole generalmente sono riportate nei codici di rete emanati da ciascun Operatore del Sistema ed indicano per l'appunto le caratteristiche che ogni unità o gruppo di produzione deve possedere per essere dichiarato idoneo al servizio di regolazione e le modalità con cui sono selezionati e retribuiti per il servizio svolto.

Poiché il processo di liberalizzazione è avvenuto in modo del tutto indipendente nelle diverse nazioni e sia per le differenze strutturali degli impianti di produzione, le norme tecniche contenute nei rispettivi codici di rete e le regole che disciplinano la negoziazione di questi servizi variano considerevolmente da nazione a nazione, pur dovendo seguire le linee guida emanate a livello internazionale laddove previste, come nel caso dell'area sincrona UCTE.

Ma l'evoluzione del settore elettrico non si è ancora conclusa ed è tuttora in atto. Infatti con l'emanazione del "Terzo Pacchetto Energia" nel luglio 2009, l'Unione Europea ha ribadito e rafforzato la propria volontà di creare un mercato unico dell'energia (sia per l'elettricità che per il gas) che utilizzi nel modo più efficiente possibile la capacità di generazione e le infrastrutture di trasporto disponibili, al fine di massimizzare gli scambi nel rispetto del criterio generale di minimizzazione dei costi complessivi di generazione.

Quindi a partire dal 3 marzo 2011, data di applicazione del Terzo Pacchetto Energia, all'ENTSO-E, che è l'organismo per la cooperazione a livello comunitario del settore elettrico di tutti i gestori di rete, è stato affidato il compito di delineare le linee guida che possano portare al raggiungimento di tale obiettivo entro il 2014.

L'ENTSO-E ha anche il compito di creare di un codice di rete europeo che sia funzionale al mercato unico dell'energia elettrica, che tra l'altro delineerà anche le linee guida a livello internazionale per il servizio di regolazione della frequenza e che sostituirà le norme tutt'ora vigenti.

Lo scopo del seguente elaborato può essere suddiviso in due parti.

Nella prima parte, dopo aver illustrato i compiti che l'UE ha affidato all'ENTSO-E è come questa è stata strutturata per perseguire tali obiettivi, si passerà ad analizzare le prescrizioni previste per il servizio di regolazione della frequenza adottate in Italia, Spagna, Francia e Germania, che in termini di energia annua prodotta possono essere considerate le principali nazioni europee dal punto di vista elettrico. Sarà verificata la loro rispondenza con le linee guida internazionali attualmente vigenti (previste nel "Operational Handbook" ed emanate dall'UCTE) e saranno evidenziate le differenze che sussistono da nazione a nazione. Successivamente si valuteranno le modalità con cui i rispettivi TSO si approvvigionano di questi servizi e le modalità con cui retribuiscono i relativi fornitori per il servizio offerto.

Nella seconda parte si passerà ad analizzare le varie tecniche di condivisione dei mercati elettrici, anche detti "market coupling". Il cui obiettivo è per l'appunto quello di condividere i mercati elettrici (ad oggi questo discorso vale perlopiù per il mercato del giorno prima, anche se vi sono dei casi che riguardano anche il mercato del bilanciamento come avviene tra Francia e Gran Bretagna) di due o più nazioni interconnesse tra loro, al fine di allocare la capacità di trasporto delle linee di interconnessione su questi mercati.

Di fatto queste tecniche di condivisione dei mercati elettrici, rappresentano i primi passi verso la costituzione del mercato unico dell'elettricità in ambito europeo, fortemente voluto dall'Unione Europea.

# 1. IL SISTEMA ELETTRICO

Un aspetto che viene spesso trascurato è che le attività umane nelle società moderne sono fortemente legate all'uso quotidiano di energia elettrica. Per comprendere l'importanza di questo vettore energetico basti pensare ai disservizi causati da un black-out o da come la domanda di energia elettrica di una nazione sia fortemente legata al PIL della stessa (si considera che senza energia elettrica il PIL sarebbe nullo) .

Essa però è una fonte di energia secondaria, ovvero non disponibile in natura ma è prodotta tramite la trasformazione delle fonti energetiche primarie come ad esempio combustibili fossili, carbone, gas naturale, energia idroelettrica, geotermica, soltanto per citarne alcune, ed è utilizzata dall'uomo come tale, in quantità relativamente modeste.

I motivi per i quali il vettore elettrico è diventato fondamentale per i moderni sistemi economici, possono essere individuati nella facilità di trasporto e nella maggior praticità in termini di sicurezza, pulizia, silenziosità e facilità di regolazione degli apparati utilizzatori.

La produzione di energia elettrica o per meglio dire la conversione delle fonti primarie in energia elettrica, avviene negli impianti di produzione anche detti centrali elettriche che il più delle volte, per diverse esigenze non possono essere

localizzate in posizione baricentrica rispetto al carico, la quale sarebbe la condizione ideale.

Nasce dunque l'esigenza di trasportare l'energia elettrica dai centri di produzione in cui è stata convertita, in prossimità delle zone di consumo che possono essere distanti decine o centinaia di chilometri. Tale ruolo è svolto dalla rete di trasmissione che è costituita da linee, stazioni elettriche e di trasformazione ed avviene ad alta tensione per ridurre le perdite dovute principalmente all'effetto Joule. Infine l'energia elettrica viene distribuita cioè consegnata agli utenti finali in media o bassa tensione.

Il sistema elettrico è quindi articolato in tre fasi: produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica.

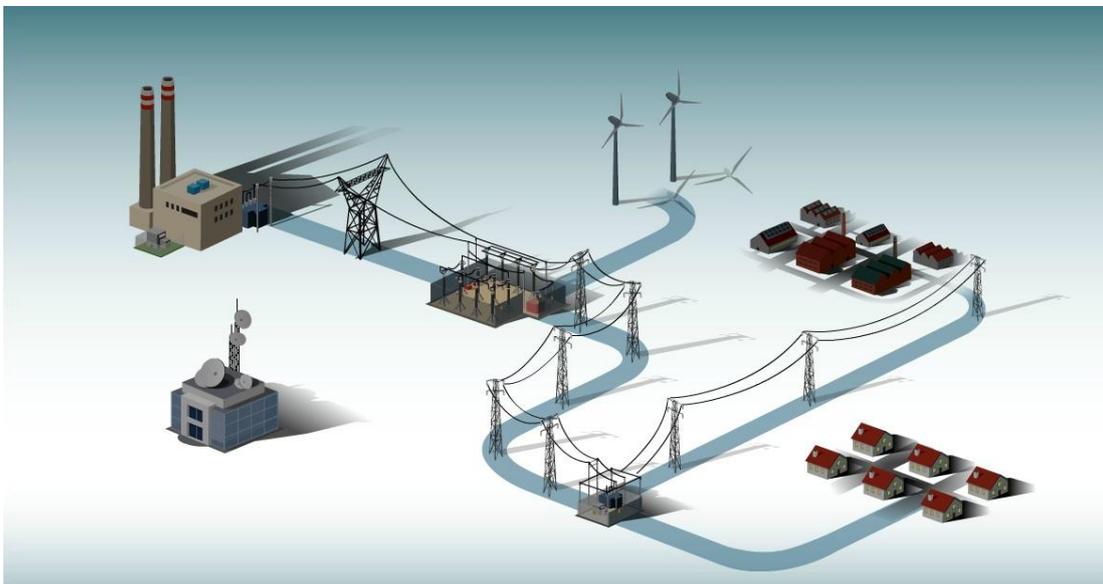


Figura 1: Struttura del sistema elettrico. Fonte REE (RED ELECTRICA DE ESPAÑA)

## 1.1 I servizi ausiliari del sistema elettrico

La fornitura dell'energia elettrica agli utilizzatori deve avvenire rispettando le seguenti modalità:

- Costanza della frequenza: dalla quale dipende il corretto funzionamento della gran parte degli utilizzatori
- Costanza della tensione: il valore della tensione influenza direttamente la potenza assorbita dall'utilizzatore e quindi la sua efficacia di funzionamento e la sua vita
- Continuità dell'alimentazione: l'interruzione dell'alimentazione dell'energia elettrica nelle società moderne determina una interruzione in quasi tutte le attività umane sia di produzione che di servizi molti dei quali essenziali per la sicurezza dell'uomo, per cui le conseguenze sono da ritenersi particolarmente dannose.

Poiché tali esigenze potranno essere soddisfatte solo con un certo margine di tolleranza la qualità del servizio sarà tanto migliore quanto più stretto sarà il campo di tale tolleranza. E' evidente però, che tanto più elevata sarà la qualità del servizio e tanto più la fornitura risulterà costosa. Quindi è importante realizzare un sistema che garantisca la migliore qualità compatibilmente con i limiti di costo.

Le caratteristiche con cui deve essere fornita l'energia devono essere garantite in ogni condizione di carico e al trascorrere del tempo, considerando che gli utilizzatori

hanno la massima autonomia di prelievo, ovviamente entro determinati limiti contrattuali.

Per garantire queste condizioni, che oltre sulla qualità del servizio influiscono soprattutto sulla sicurezza del sistema elettrico, sono disposti dei servizi ausiliari che sono forniti dagli impianti di produzione:

- ✓ Regolazione della frequenza
- ✓ Regolazione della tensione
- ✓ Riaccensione del sistema

Si comprende come i primi due servono per garantire il mantenimento entro i valori nominali della frequenza e della tensione. Il terzo punto invece viene richiesto agli impianti di produzione in seguito ad un black-out. Comunque a garantire la continuità e la sicurezza del servizio viene predisposto un sistema di protezione, e soltanto in casi estremi si fa riferimento alla riaccensione del sistema.

In questo lavoro di tesi l'attenzione è rivolta verso il servizio di regolazione della frequenza, i cui principi sono illustrati nel paragrafo seguente

## 1.2 La regolazione della frequenza

Come visto nel paragrafo precedente, la fornitura di energia elettrica agli utilizzatori deve avvenire a frequenza costante in ogni istante di tempo e pari al suo valore nominale, per consentire il corretto funzionamento degli stessi.

Per mantenere la frequenza costante è necessario che la potenza prodotta sia uguale a quella consumata in ogni istante di tempo. Ma questo equilibrio può essere perturbato da alcuni eventi come la perdita improvvisa di un gruppo di generazione, o l'apertura di una linea elettrica (che ad esempio può essere causata dall'intervento dei dispositivi di protezione), oppure per una variazione della potenza assorbita dagli utilizzatori rispetto ai valori previsti.

In tutti questi casi non vi è più equilibrio tra coppia meccanica all'asse dei generatori e coppia elettromagnetica sviluppata, per cui i rotori dei generatori accelerano o decelerano in funzione dello squilibrio che si è generato, portandosi in una nuova condizione di regime, con un valore di frequenza diverso da quello nominale, come si può notare dal seguente esempio.

Si consideri che la frequenza è pari al suo valore nominale e vi è equilibrio tra potenza generata ed assorbita. Questa situazione può essere rappresentata con il seguente grafico che rappresenta la caratteristica potenza-frequenza di un tipico carico ohmico-induttivo (nel caso di carico puramente ohmico come è il caso dell'illuminazione la potenza è indipendente dalla frequenza, mentre per i carichi ohmico-induttivo la potenza cresce con la velocità e quindi con la frequenza) [1]:

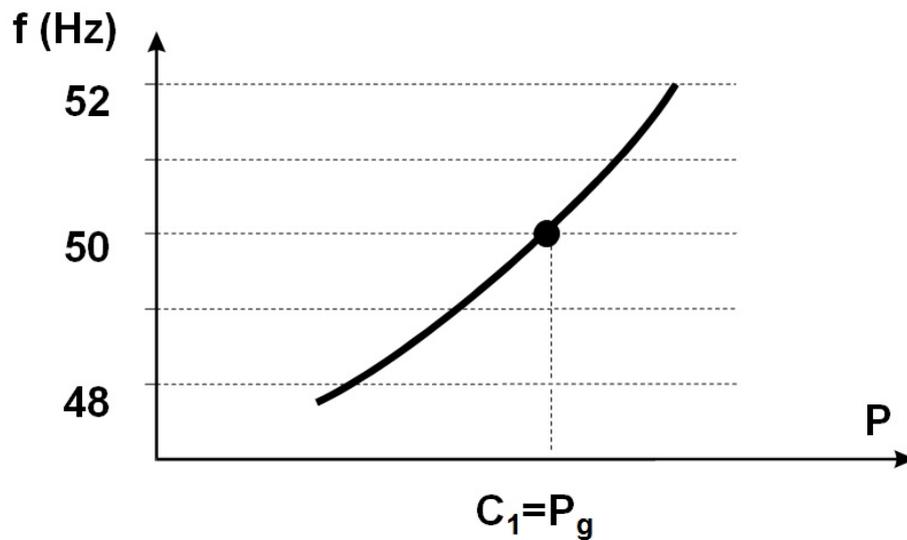


Figura 2: Caratteristica frequenza-potenza di un carico, in condizioni di equilibrio tra potenza prodotta e dissipata.

Si suppone ora che in un certo istante di tempo ci sia un distacco di carico, il quale comporterà una diminuzione della potenza assorbita dal carico dal valore  $C_1$  al valore  $C_2$ , ma la potenza immessa in rete resterà ancora pari a  $P_g$ , è quindi si ha uno squilibrio tra la potenza assorbita e quella generata. Che nel caso in questione, comporterà un aumento della velocità di rotazione delle parti rotanti degli impianti di produzione, con conseguente aumento della frequenza. Questo aumento della frequenza farà aumentare la potenza assorbita dagli utilizzatori è quindi il sistema può raggiungere un nuovo stato di equilibrio (punto A del seguente grafico) caratterizzato da un nuovo valore della frequenza (che nel caso in questione sarà maggiore di quella nominale). In questo nuovo stato di equilibrio il carico assorbirà nuovamente una potenza pari a  $C_1$ .

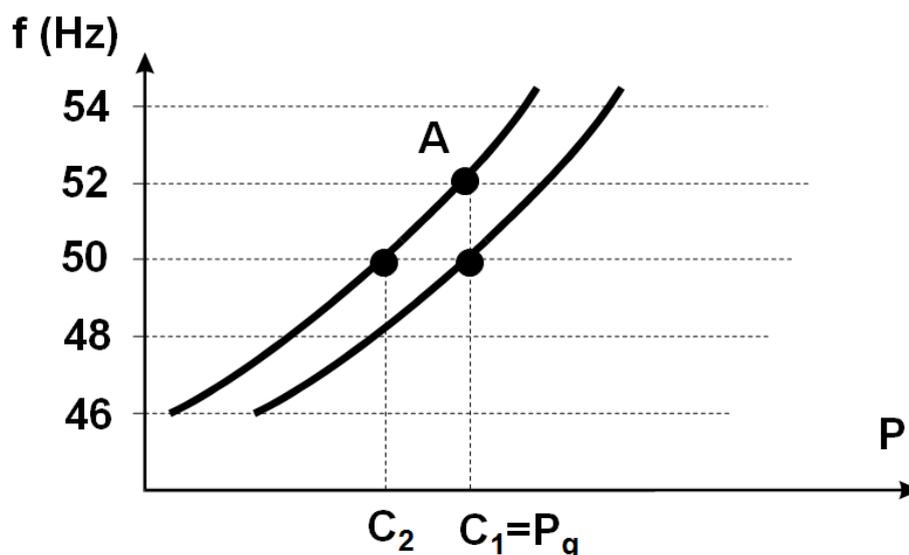


Figura 3: Caratteristica potenza-frequenza in seguito ad una diminuzione di carico

Il sistema quindi è autoregolato, il problema però consiste nel fatto che non sono accettabili le notevoli variazioni di frequenza che caratterizzano il passaggio da uno stato all'altro. Pertanto è necessario predisporre di un sistema di regolazione in parte automatico, e in parte può essere anche manuale, che tipicamente, ma non sempre, consiste nella successione temporale di tre fasi successive denominate rispettivamente come regolazione primaria (automatica, con tempi di intervento dell'ordine dei secondi, e locale cioè attuata da un regolatore per ciascun gruppo) regolazione secondaria (automatica, con tempi di intervento dell'ordine di alcune decine di secondi, e attuata da un unico regolatore) e regolazione terziaria della frequenza (la quale in genere è di tipo manuale ed è caratterizzata da tempi di intervento più lunghi rispetto alle precedenti).

Nella nazioni prese in considerazione in questa indagine ci sono tutte queste fasi, ma in altre nazioni e per motivi differenti tra loro, qualcuna di queste regolazioni

può mancare, come è il caso della Gran Bretagna e della Svezia in cui non è prevista la regolazione secondaria. In Svezia, tutto questo è motivato dalla disponibilità di un vasto numero di impianti idroelettrici che consentono di variare la potenza prodotta in tempi brevissimi, mentre nella Gran Bretagna essendo in isola non ha la necessità di ristabilire gli scambi di potenza alle interconnessioni, ma d'altro canto necessità di una regolazione primaria più complessa [3].

### *1.2.1 Regolazione Primaria*

La regolazione primaria è una regolazione automatica che interviene nei primi istanti che seguono lo squilibrio ed è dovuta all'azione dei regolatori di velocità presenti sui gruppi di generazione idonei a svolgere questo servizio.

Nel caso in cui si ha un abbassamento di frequenza, questi regolatori fanno aumentare la potenza erogata dal gruppo di generazione. Comandano invece una diminuzione della potenza erogata in seguito ad un aumento della velocità di rotazione del rotore e di conseguenza della frequenza.

Quindi mediante il regolatore si viene ad instaurare una corrispondenza biunivoca tra la potenza erogata dal gruppo e la frequenza di rete che può essere rappresentata con una curva, o approssimando, tramite una retta in modo tale da avere a disposizione dei legami lineari tra la frequenza e la potenza.

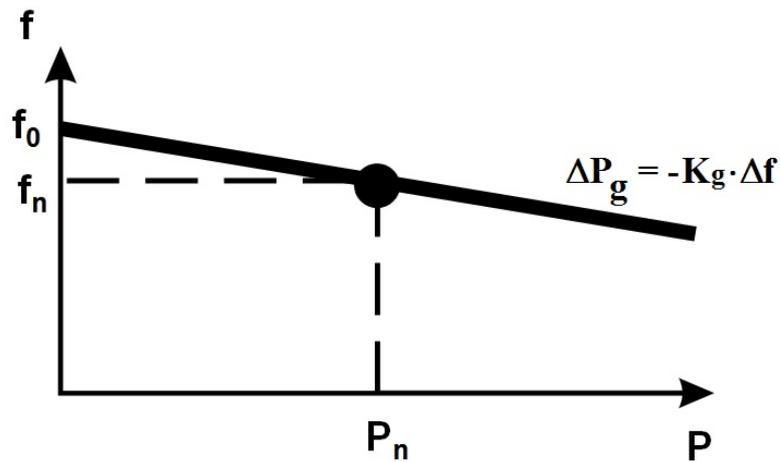


Figura 4: Legame frequenza-potenza in condizioni di regime

Dove con il segno meno si tiene conto che la caratteristica è discendente, mentre  $K_g$  ha le dimensioni di una energia e viene chiamata energia regolante del generatore e rappresenta l'inverso della pendenza della caratteristica potenza-frequenza del generatore. La pendenza di questa caratteristica viene data anche da un'altra grandezza denominata statismo e definita come segue:

$$s = \frac{\frac{\Delta f}{f_n}}{\frac{\Delta P}{P_n}}$$

Si consideri ora un sistema costituito da un solo generatore dotato di regolatore, che eroga una potenza pari a  $P_g$  ed un carico che assorbe una potenza pari a  $C_1$ . Quindi ad un certo istante si ha una diminuzione di carico dal valore  $C_1$  al valore  $C_2$ . Come nel caso precedente ci sarà un surplus di potenza erogata che si tradurrà in un aumento di velocità del generatore. Questa volta però all'aumentare del numero di giri, interviene il regolatore che riduce la potenza erogata dal motore prima dal

valore  $P_g$  al valore  $P_{g2}$ , e contemporaneamente il carico aumenterà dal valore  $C_2$  al valore  $C_3 = P_2$ , come si può notare dalla figura sottostante:

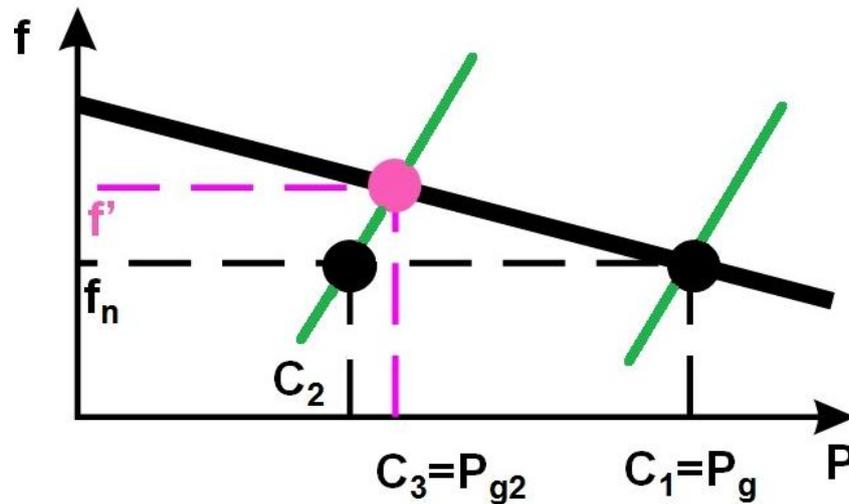


Figura 5: Variazione della potenza assorbita da un carico e nuovo punto di funzionamento in seguito alla regolazione primaria

In questo caso, il nuovo stato di equilibrio si raggiunge per un valore di frequenza notevolmente inferiore a quello che si sarebbe avuto in assenza di regolazione [2].

Da notare che quanto più la caratteristica del regolatore è orizzontale (ovvero la pendenza della retta tende a zero) e tanto più piccolo sarà lo scarto di frequenza che si verifica rispetto al valore nominale.

Se si considera ora un sistema costituito da più generatori ciascuno dotato di un proprio regolatore primario, avremo che ciascuno di essi ha una propria caratteristica frequenza-potenza, che sommate assieme danno luogo alla caratteristica totale, come si può notare dalla figura riportata qui di seguito:

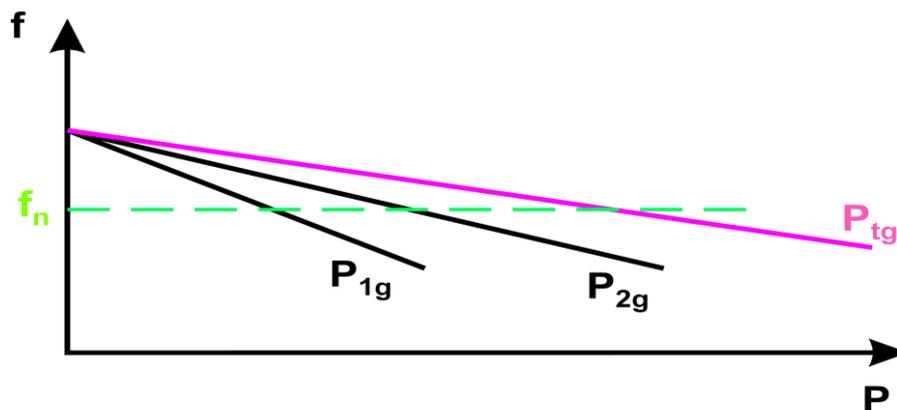


Figura 6: Caratteristica frequenza-potenza di un sistema con due generatori. La caratteristica totale  $P_{tg}$  è data dalla somma punto per punto delle caratteristiche f-P dei due generatori.

cioè in altre parole un sistema di  $n$  generatori, equivale ad un unico generatore, avente energia regolante uguale alla somma delle energie regolanti delle singole macchine. Mentre la variazione di potenza viene ripartita fra i generatori in proporzione alla loro energia regolante.

Come ricordato in precedenza al fine di avere una variazione di frequenza nulla in seguito ad un disturbo, è necessario che almeno uno dei generatori abbia energia regolante infinita.

Se si considera il caso in cui un generatore abbia  $K_g$  infinita, il che comporta che la caratteristica f-P sia una retta orizzontale, allora in seguito ad un disturbo ed una volta esaurita la dinamica del sistema, la frequenza non cambia. La potenza erogata dei generatori con  $K_g$  finita rimane invariata, e quindi tutta la variazione di carico viene assorbita dal generatore avente energia regolante infinita. Però si intuisce abbastanza facilmente che in un sistema di grandi dimensioni non si può affidare la regolazione della frequenza ad un unico generatore dotato di energia regolante

infinita, perché i suoi limiti di potenza non sarebbero in grado di far fronte alle variazioni di carico.

Nel caso in cui invece, vi siano più generatori aventi  $K_g$  infinita, è ancora garantita la costanza della frequenza a transitorio esaurito, ma non è definita la ripartizione del carico tra i generatori aventi  $K_g$  infinita, la quale dipende dalla dinamica con cui agiscono i diversi regolatori. Pertanto il problema della ripartizione del carico sarebbe indeterminata, il che corrisponde all'instabilità del sistema.

Quindi per annullare la variazione di frequenza che si ha in seguito ad un disturbo, alla regolazione primaria che ha il compito di limitare la variazione di frequenza nei primissimi istanti di tempo successivi al disturbo, deve essere affiancata la regolazione secondaria.

### *1.2.2 Regolazione Secondaria*

Alla regolazione secondaria che interviene dopo la regolazione primaria (circa 30 secondi dopo il verificarsi dell'evento che ha causato lo squilibrio) è quindi affidato il compito di riportare la frequenza al suo valore nominale. Per far ciò viene utilizzato un ulteriore regolatore che agisce traslando la caratteristica frequenza-potenza del generatore.

Riprendendo l'esempio già visto nel paragrafo precedente, nel quale si considerava il sistema costituito da un solo generatore (fig. 4), in cui di una diminuzione del carico, si era visto che interveniva la regolazione primaria che portava il sistema a

lavorare nel nuovo punto di equilibrio B e ad una frequenza diversa da quella nominale.

A questo punto interviene il regolatore secondario che fa traslare la caratteristica f-P del generatore (quella in blu), portando così il sistema a lavorare nel punto di equilibrio C a frequenza nominale.

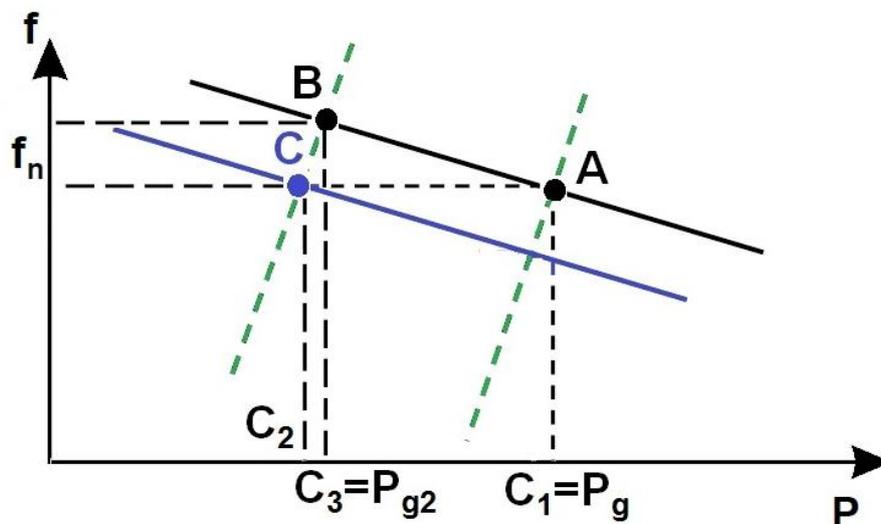


Figura 7: Effetto della variazione di carico in presenza della regolazione secondaria.

Se ora si passa a considerare un sistema costituito da più generatori, dotati di regolatore primario ad energia regolante finita, la regolazione secondaria sarà affidata ad un unico regolatore centrale. Il quale, in base all'errore di frequenza che permane al termine della regolazione primaria, ripartisce il carico tra i diversi generatori abilitati al servizio di regolazione secondaria (da notare che non tutti i generatori dotati di regolatore primario sono anche abilitati alla regolazione secondaria) inviando dei segnali ai regolatori locali precedentemente determinati, fintanto che l'errore di frequenza diventa nullo.

Va detto che nel caso in cui il sistema è interconnesso con altri sistemi la funzione della regolazione secondaria è duplice. Infatti nel caso in cui due o più sistemi elettrici (come possono essere i sistemi elettrici di differenti nazioni) sono interconnessi, in caso di disturbo tutti i generatori connessi in rete avvertono la variazione di frequenza ed i rispettivi regolatori primari intervengono ristabilendo così l'equilibrio tra la potenza generata e quella dissipata. Ma così facendo varia anche la potenza che questi sistemi si scambiavano. Pertanto sarà compito del solo regolatore secondario presente nell'area in cui si è verificato il disturbo, ripristinare la frequenza al suo valore nominale e ripristinare i valori di potenza scambiati tra le diverse aree. Per tali motivi la regolazione secondaria è anche denominata regolazione frequenza-potenza.

Quindi ricapitolando brevemente, la regolazione primaria arresta la diminuzione o l'aumento della frequenza, conseguentemente ad uno squilibrio di potenza in rete. E' effettuata congiuntamente da tutti i generatori (con alcune eccezioni) ciascuno in seguito all'azione automatica del proprio regolatore di velocità.

La regolazione secondaria, più lenta, provvede appunto a ricondurre la frequenza e la potenza di scambio ai rispettivi valori di programma, ed è effettuata da alcuni gruppi che variano la potenza erogata in seguito alla ricezione dei segnali inviati dal regolatore secondario [4].

### *1.2.3 Regolazione terziaria*

La regolazione terziaria, che può essere automatica o manuale, ha la finalità di ripristinare la riserva di regolazione secondaria che è stata impegnata, per renderla nuovamente disponibile e di ripartire in maniera ottimale, in considerazione degli aspetti economici, la potenza regolante secondaria sui vari gruppi.

Queste variazioni possono essere effettuate mediante:

- Messa in produzione o fuori servizio di gruppi
- Aumento o diminuzione della potenza erogata dai gruppi già in servizio
- Modifica della ripartizione del carico fra i gruppi in regolazione secondaria
- Modifica dei programmi di scambio tra aree

## 2. IL MERCATO ELETTRICO

### 2.1 Passaggio da un sistema verticalmente integrato a un sistema liberalizzato

L'energia elettrica ha sempre giocato un ruolo molto importante in ambito sociale. Esiste infatti una fortissima correlazione tra il tasso di variazione del prodotto interno lordo e la domanda nazionale di energia elettrica: quando la linea del Pil aumenta o diminuisce, la domanda annua dell'elettricità osserva un andamento del tutto simile, come si può notare dalla seguente figura:

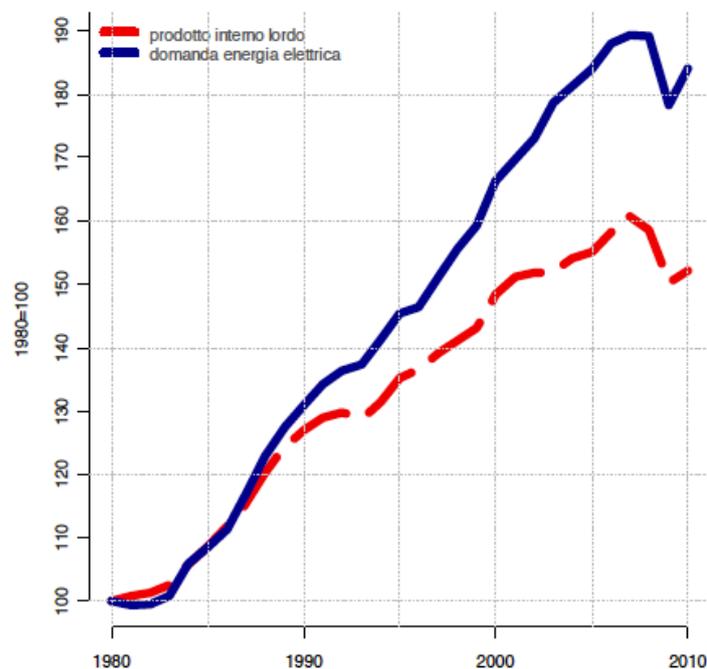


Figura 8: Andamento Pil e Domanda di energia elettrica nel corso degli anni verificatosi in Italia

Questo ha portato a considerarla per lungo tempo non come un prodotto, ma come un bene di pubblica utilità, il cui sfruttamento poteva essere garantito esclusivamente dallo stato, o da società da esso controllate. Ciò ha portato alla nascita di monopoli nazionali direttamente gestiti dagli Stati, con la formazione di strutture verticalmente integrate in cui la generazione, la trasmissione e la distribuzione erano controllate da un unico ente.

L'intento iniziale era quello di favorire un più regolare sviluppo delle reti elettriche e un maggiore coordinamento tra le diverse attività legate all'energia elettrica razionalizzando le risorse disponibili. Questo ha permesso progressi considerevoli nelle caratteristiche di sicurezza di funzionamento e qualità del servizio elettrico, con il conseguimento di traguardi probabilmente non raggiungibili da altre forme di mercato nelle condizioni in cui si è sviluppato il sistema elettrico.

L'adozione dei sistemi verticalmente integrati è continuata finché, a partire dai primi anni '90, si è avvertita l'esigenza di modificare la struttura del mercato elettrico verso forme più competitive. Inghilterra e Galles hanno iniziato a ristrutturare il loro sistema elettrico, eliminando la struttura verticalmente integrata preesistente e favorendo la vendita concorrenziale dell'energia elettrica attraverso la nascita di compagnie private. Ciò ha portato a separare le attività di generazione, trasmissione e distribuzione, lasciando il coordinamento al gestore della rete di trasmissione, quale operatore del sistema.

L'indicazione britannica è stata poi seguita, sebbene con modalità diverse, dalla Norvegia, dall'Australia, dalla Nuova Zelanda e dagli Stati Uniti.

Successivamente la Direttiva Europea 96/92/CE [1], relativa a *“Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica”* ha introdotto ufficialmente il concetto di mercato dell'energia elettrica, innescando un processo di riforma radicale del settore elettrico per il quale l'energia elettrica perdeva la sua connotazione di bene pubblico e diveniva una merce libera, ed in quanto tale essa deve poter circolare in modo libero in ambito comunitario.

Il processo di deregolamentazione è quindi continuato attraverso una serie di direttive nazionali, che hanno portato all'adeguamento dei singoli mercati elettrici alle disposizioni comunitari.

Nei paesi caratterizzati da strutture decisionali maggiormente centralizzate, come ad esempio in Italia e soprattutto in Francia, il processo di trasformazione è avvenuto attraverso lunghi tempi di transizione. In questi casi, infatti, l'esigenza di limitare i compiti e l'autorità dell'ente verticalmente integrato, ha comportato, ai fini dell'organizzazione e della sicurezza del sistema elettrico, la necessità di adottare una maggiore cautela nel processo di trasformazione del mercato.

Il processo di liberalizzazione ha dato vita a strutture organizzative distinte da Paese a Paese anche in base all'influenza di fattori specifici locali, come la forma del territorio e la topologia della rete di trasmissione, la concentrazione di rilevanti risorse energetiche, il mix di produzione e soprattutto fattori storici e socio-politici.

La liberalizzazione del mercato elettrico comunque ha comportato non pochi problemi, infatti a differenza di altri mercati liberalizzati, esistono delle particolarità che rendono il mercato elettrico differente. Tra queste vi è l'impossibilità di

accumulare energia in forma elettrica in quantità significative, le grandi variazioni giornaliere e stagionali della domanda, i requisiti operativi per il sistema elettrico di qualità e sicurezza, e le proprietà e i limiti del sistema di trasmissione che trasporta energia elettrica dai generatori ai carichi.

## 2.2 Caratteristiche comuni dei sistemi liberalizzati

Le strutture verso le quali si è orientato il processo di liberalizzazione sono state diverse da Paese a Paese, in base anche all'influenza di importanti fattori come la morfologia del territorio (se questo è sviluppato o meno verso una direzione prevalente), la concentrazione di rilevanti risorse energetiche, il mix di produzione e nonché da fattori socio-politici.

In ogni caso la caratteristica comune a tutti i sistemi attualmente liberalizzati è comunque la presenza di:

- Un **Operatore di Mercato (OM)**, che gestisce una o più borse per la programmazione a breve termine della produzione (i cosiddetti mercati day ahead market ed l' intraday market). Tali mercati spot, insieme alla contrattazione bilaterale (OTC, Over The Counter) dove prevista, costituiscono le principale modalità di incontro tra la domanda (carico) e l'offerta (produzione).
- Un **Operatore di Sistema (OS)** che gestisce la rete di trasmissione ed è responsabile dell'affidabilità del sistema; l'OS verifica infatti la sicurezza del

punto di lavoro previsionale indicato dai mercati dell'energia ed eventualmente lo corregge ricorrendo ai mercati dei servizi ausiliari di sistema, su cui acquista le risorse di regolazione e bilanciamento. Inoltre l'Operatore del Sistema monitora in tempo reale la corretta copertura del carico secondo quanto programmato ed eventualmente effettua azioni correttive, selezionando le risorse di bilanciamento in base a liste economiche di merito stabilite ex-ante. In caso di emergenza, assume poteri assoluti e centralizzati gestendo la difesa del sistema e la sua eventuale riaccensione. Da notare che si parla di **ISO** (Independent System Operator), quando l'operatore di sistema è indipendente dalla società proprietaria del sistema di trasmissione, invece si dice **TSO** (transmission system operator) quando i compiti dell'operatore di sistema sono affidati alla società proprietaria del sistema di trasmissione. In genere gli operatori di sistema sono tutti dei TSO, anche se ci sono delle eccezioni negli Stati Uniti dove alcuni operatori del sistema non corrispondono al proprietario della rete di trasmissione [5].

Tipicamente le possibilità per vendere/acquistare energia elettrica nel contesto liberalizzato sono stanzialmente di due tipi, o attraverso il mercato elettrico o tramite contratti bilaterali. Entrambe le modalità sono di seguito analizzate.

## 2.3 I mercati elettrici

Comunemente i mercati elettrici sono strutturati in day ahead market (mercato del giorno prima), intraday market (mercato intragiornaliero) e Ancillary Services Market (mercato dei servizi ausiliari).

### *2.3.1 Day ahead Market*

Il day ahead market (anche detto mercato del giorno prima) in genere rappresenta il mercato in cui si ha il maggiore scambio di energia. Definisce giorno per giorno la quantità di energia da produrre nel giorno successivo ed il relativo prezzo. Una volta chiuso questo mercato (solitamente il mattino del giorno antecedente a quello di programmazione), l'operatore del mercato provvederà ad ordinare, per ciascun periodo di programmazione del giorno successivo, in modo crescente le offerte di vendita dell'energia ed in modo decrescente quello di acquisto. In questo modo si trova il punto di incontro tra le due curve che determina la quantità di energia che i produttori si impegnano a produrre e i consumatori ad impegnare in quel periodo di programmazione.

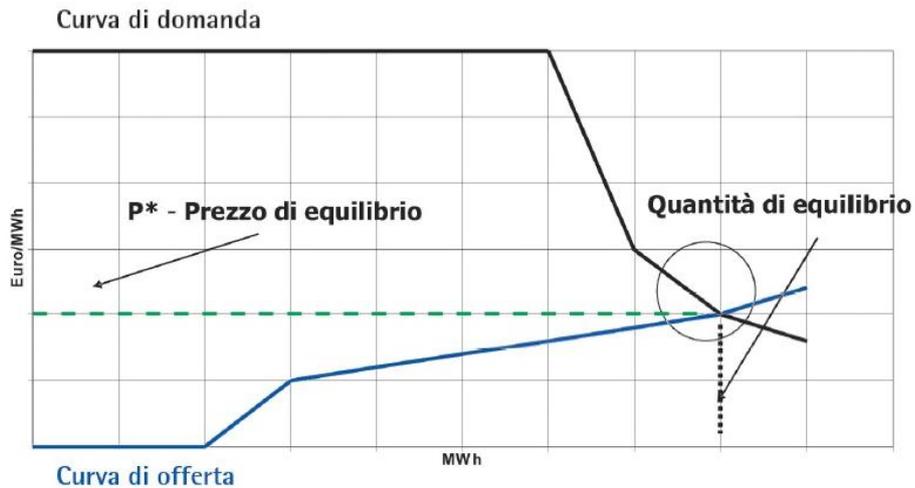


Figura 9: Punto di incrocio della curva della domanda e quella dell'offerta

Il metodo più utilizzato per la definizione del prezzo dell'energia è quello del prezzo marginale, ovvero il prezzo che si determina dal punto di incrocio delle curve di offerta e quella di acquisto. Successivamente l'Operatore del Mercato informa l'Operatore del Sistema sugli esiti del mercato, di modo che quest'ultimo possa effettuare le verifiche di rete, in particolare quelle riguardanti l'eventuale presenza di congestioni.

### 2.3.2 Intraday Market

Questo mercato (anche detto mercato intragiornaliero) viene organizzato per affinare i piani di produzione e consumo alla luce di eventi o necessità maturati dopo la chiusura del mercato del giorno prima.

Il mercato intragiornaliero è organizzato in più sessioni distribuite nell'arco della giornata, in modo tale da minimizzare il ricorso al mercato in tempo reale che è più

costoso. In genera la prima sessione si tiene subito dopo la chiusura del mercato giornaliero, mentre l'ultima sessione si tiene fino a qualche ora prima dello scambio, proprio per i motivi suddetti.

### *2.3.3 Ancillary Services Market*

Al contrario dei precedenti di questo mercato è responsabile l'Operatore del Sistema, che attraverso il quale ha la possibilità di acquisire le risorse di cui necessità per risolvere eventuali congestioni, predisporre di opportune riserve di regolazione e bilanciamento in tempo reale.

## **2.4 I Contratti Bilaterali (OTC)**

Oltre alla possibilità di acquistare e vendere energia sui mercati, i consumatori e gli acquirenti hanno la possibilità di stipulare dei contratti bilaterali tra loro, definendo così le quantità ed il prezzo dell'energia scambiata.

Solitamente questi contratti hanno una durata annuale. Non in tutti i contesti liberalizzati esiste questa possibilità, ma nelle nazioni prese in esame nel seguente elaborato è previsto.

## 3 European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)

### 3.1 ENTSO-E

L'ENTSO-E è la "Rete Europea dei Gestori di rete dei sistemi di trasmissione di energia elettrica", che rappresenta 41 Gestori della rete di trasmissione (TSO) appartenenti a 34 Paesi in Europa, compresi i paesi del Sud-Est Europeo (con l'esclusione di Albania e Kosovo).



Figura 10: Nazioni che aderiscono all'ENTSO-E

<b>Cod. Nazione</b>	<b>NAZIONE</b>	<b>COMPAGNIA</b>	<b>ABBREVIAZIONE</b>
<b>AT</b>	Austria	APG – Austrian Power Grid AG	APG
		VKW-Netz AG	VKW-Netz
<b>BA</b>	Bosnia Erzegovina	Nezavisni operator sustavau Bosni i Hercegovini	NOS BiH
<b>BE</b>	Belgio	Elia System Operator SA	Elia
<b>BG</b>	Bulgaria	Electroenergien Sistemen Operator SA	Eso
<b>CH</b>	Svizzera	Swissgrid ag	Swissgrid
<b>CY</b>	Cipro	Cyprus Transmission System Operator	Cyprus TSO
<b>CZ</b>	Repubblica Ceca	CEPS a. s.	CEPS
<b>DE</b>	Germania	EnBW Transportnetze AG	EnBW TNG
		TenneT TSO GmbH	TenneT GER
		Amprion GmbH	Amprion
		50Hertz Transmission GmbH	50Hertz
<b>DK</b>	Danimarca	Energinet.dk	Energinet.dk
<b>EE</b>	Estonia	Elering OÜ	Elering OÜ
<b>ES</b>	Spagna	Red Eléctrica de España S. A.	RED
<b>FI</b>	Finlandia	Fingrid Oyj	Fingrid
<b>FR</b>	Francia	Réseau de transport d'électricité	Rte
<b>UK</b>	Regno Unito	National Grid Electricity Transmission plc	National Grid
		System Operation Northern Ireland Ltd	SONI
		Scottish and Southern Energy plc	SSE
		Scottish Power Transmission plc	SPTransmission
<b>GR</b>	Grecia	Hellenic Transmission System Operator S. A.	HTSO
<b>HR</b>	Croazia	HEP-Operator prijenosnog sustava d. o. o.	HEP-OPS
<b>HU</b>	Ungheria	MAVIR Magyar Villamosenergia-ipari	MAVIR ZRt.
<b>IE</b>	Irlanda	EirGrid plc	EirGrid
<b>IS</b>	Islanda	Landsnet hf	Landsnet
<b>IT</b>	Italia	Terna – Rete Elettrica Nazionale SpA	Terna
<b>LT</b>	Lituania	LITGRID AB	LITGRID
<b>LU</b>	Lussemburgo	Creos Luxembourg S. A.	Creos Luxembourg
<b>LV</b>	Lettonia	AS Augstsprieguma tīkls	AS Augstsprieguma
<b>ME</b>	Montenegro	Crnogorski elektroprenosni sistem AD	CGES
<b>MK</b>	FYROM	Macedonian Transmission System Operator AD	MEPSO
<b>NL</b>	Olanda	TenneT TSO B. V.	TenneT NL
<b>NO</b>	Norvegia	Statnett SF	Statnett
<b>PL</b>	Polonia	PSE Operator S. A.	PSE Operator
<b>PT</b>	Portogallo	Rede Eléctrica Nacional, S. A.	REN
<b>RO</b>	Romania	C. N. Transelectrica S. A.	Transelectrica
<b>RS</b>	Serbia	JP Elektromreža Srbije	EMS

<b>SE</b>	Svezia	Affärsverket Svenska Kraftnät	Svenska Kraftnät
<b>SI</b>	Slovenia	Elektro Slovenija d. o. o.	ELES
<b>SK</b>	Slovacchia	Slovenska elektrizacna prenosova sustava, a. s.	SEPS

Tabella 1: TSO aderenti all'ENTSO-E

L'ENTSO-E è stata costituita il 19 dicembre 2008 su base volontaria come Associazione Internazionale in sostituzione di ETSO, Ucte e delle altre Associazioni Regionali (UKTSOI, NORDEL, ATSOI e BALTSOA) con l'obiettivo di rafforzare il coordinamento tra i Gestori di rete nell'attesa dell'entrata in vigore del c.d. "Terzo Pacchetto Energia dell'UE" e precisamente del Regolamento CE n. 714/2009 che ne costituisce il fondamento giuridico.



Figura 11: Associazioni dei TSO antecedenti all'ENTSO-E

A partire dal 3 marzo 2011, data di applicazione del Terzo Pacchetto Energia, l'ENTSO-E, con sede a Bruxelles, è l'Organismo per la cooperazione a livello comunitario di tutti i Gestori di rete per l'esercizio delle funzioni e dei compiti definiti nel Regolamento CE n. 714/2009, che opera in unione con la Commissione Europea e con l'Agenzia per la cooperazione tra i regolatori nazionali dell'energia (ACER, istituita dal Regolamento CE n. 713/2009) per garantire il coordinamento delle funzioni di regolamentazione svolte dalle Autorità nazionali di regolazione.

I compiti che il già citato Regolamento CE n.714/2009 affida all'ENTSO-E, sono di elaborare, i **Codici di rete europei** sulle questioni transfrontaliere ( sulla base delle priorità stabilite dalla Commissione Europea e in linea con gli orientamenti dell'ACER), il **Piano decennale di sviluppo della rete elettrica europea (TYNDP)**, i **piani di ricerca**, le raccomandazioni in materia di coordinamento tecnico dei sistemi di trasmissione di paesi terzi all'UE, e la **creazione di un mercato interno dell'energia**, che il Consiglio Europeo del 4 febbraio 2011, ha fissato il 2014 come termine per il suo completamento.

## 3.2 Struttura dell'ENTSO-E

Per assolvere a questi compiti sono stati creati quattro comitati, denominati anche come gruppi di lavoro, i quali cooperano anche tra di loro al fine di raggiungere gli obiettivi prefissati, che sono:

- Sviluppo del sistema
- Operazioni di sistema
- Mercato Elettrico
- Ricerca e Sviluppo

### *3.2.1 Sviluppo del sistema*

Lo scopo principale di questo comitato è di coordinare lo sviluppo di un sistema di trasmissione che sia sicuro, efficiente, sostenibile sul piano ambientale ed economico con l'obiettivo di creare un sistema di trasmissione robusto che possa facilitare la creazione di un buon mercato europeo dell'elettricità e garantirne un buon funzionamento dello stesso, con un elevato standard di interoperabilità, affidabilità e sicurezza.

Le principali attività svolte da questo comitato riguardano:

- Piano decennale di sviluppo della rete
- Adeguatezza del sistema e modellazione di mercato
- Modellazione della rete e dati
- Modello di informazioni comuni

- Norme europee di pianificazione
- Preparazione della rete elettrica del futuro

Per ciascuna di queste attività è stato creato un gruppo di lavoro all'interno del comitato dello sviluppo del sistema, ed inoltre l'intera area sincrona dell'ENTSO-E è stata suddivisa in sei gruppi regionali, come si può notare dalla seguente figura:

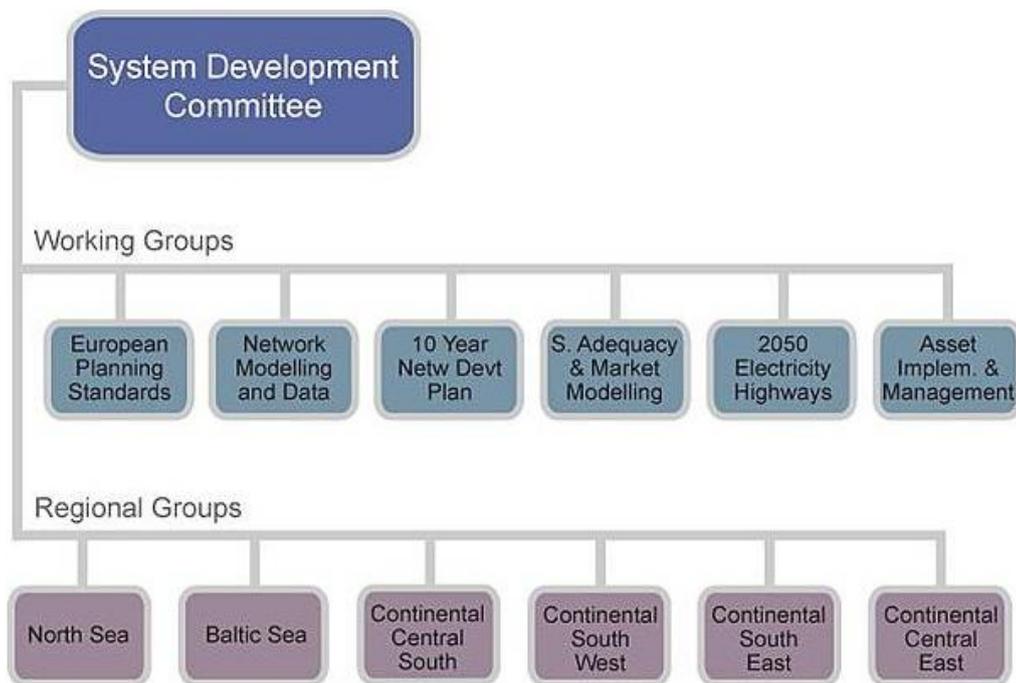


Figura 12: Struttura del comitato Sviluppo del Sistema

Tra queste, l'attività più importante è sicuramente l'elaborazione del piano decennale di sviluppo della rete, detto anche **"TYNDP"** ( Ten Year Plan Development Network), che come previsto dal terzo pacchetto energetico, deve essere pubblicato ogni due anni, pur non essendo vincolante.

Il TYNDP è stato introdotto per aumentare la trasparenza e le informazioni per quanto riguarda gli investimenti sul sistema di trasmissione dell'energia elettrica. Il

primo TYNDP è stato pubblicato nel 2010, e di recente (Luglio 2012) è stato pubblicato il secondo rapporto, così come previsto.

Grazie all'elevato livello di dettaglio e raffinatezza che avranno i TYNDP, ENTSO-E spera e si aspetta che sarà sempre più visto come lo strumento chiave per quanto riguarda il processo decisionale in materia di investimenti sul sistema di trasmissione dell'energia elettrica.

Nel TYNDP del 2012 è incluso il System Outlook and Adequacy Forecast Report, detto anche "SOAF" che valuta l'adeguatezza del sistema a medio e lungo termine.

Questo documento è redatto dal gruppo di lavoro "System Adequacy and Market Modeling".

Ed inoltre al fine di valutare i rinforzi di rete necessari in modo coerente, il gruppo di lavoro "Network Modelling and Data" sta preparando i modelli di rete, di modo che questi possano essere utilizzati dai gruppi regionali dal gruppo di lavoro che si occupa della redazione del TYNDP, per effettuare gli studi necessari, nonché per migliorare la pianificazione a lungo termine.

Vi sono poi altri gruppi di lavoro all'interno del comitato System Development, che si occupano di mettere a punto dei strumenti comuni per la gestione delle reti. In quanto i diversi TSO utilizzano strumenti diversi e con input di ingresso diversi per lo studio del sistema, per poter così aumentare l'efficienza dei dati scambiati dai TSO membri.

Vengono analizzate le procedure di autorizzazione e dei processi di accettazione per i progetti di nuove infrastrutture di trasmissione, al fine di emanare una serie di

raccomandazioni per la semplificazione e la riduzione delle lunghe procedure di autorizzazione.

### *3.2.2 Operazioni del sistema*

Il passaggio da un contesto verticalmente integrato a quello del mercato elettrico ha comportato per gli operatori del sistema di trasmissione uno scenario tutto nuovo, a cui devono essere in grado di far fronte per garantire un funzionamento affidabile e sicuro del sistema, soprattutto per quanto riguarda la gestione in tempo reale.

Tutto ciò ha richiesto ai TSO di pianificare e garantire un ampio spettro di servizi accessori che consentano loro di far fronte alle diverse necessità, tra cui, quella di equilibrare le richieste del carico mantenendo la tensione a livelli adeguati e coprire le perdite di trasmissione. Ed il ruolo svolto dal Comitato Operazioni del Sistema (System Operations Committee) è proprio quello di garantire un elevato standard di interoperabilità, affidabilità e sicurezza dei sistemi di trasmissione dell' energia elettrica nel quadro dei mercati energetici liberalizzati, fornendo proposte di armonizzazione delle norme tecniche ed operative, monitorare, valutare e, se ne è il caso relazionare sulla qualità del sistema di trasmissione. Inoltre è chiamato anche a sviluppare e garantire l'attuazione di strumenti comuni utilizzati dai diversi TSO per attività come lo scambio di dati, modelli di rete e strumenti di previsione.

Tale comitato si compone di cinque gruppi di lavoro, tre squadre di disegno, cinque Ad-hoc Team, cinque gruppi regionali (che come si può notare dalla figura qui di

seguito, possono essere suddivisi in ulteriori sottogruppi di lavoro) ed infine un gruppo regionale volontario.

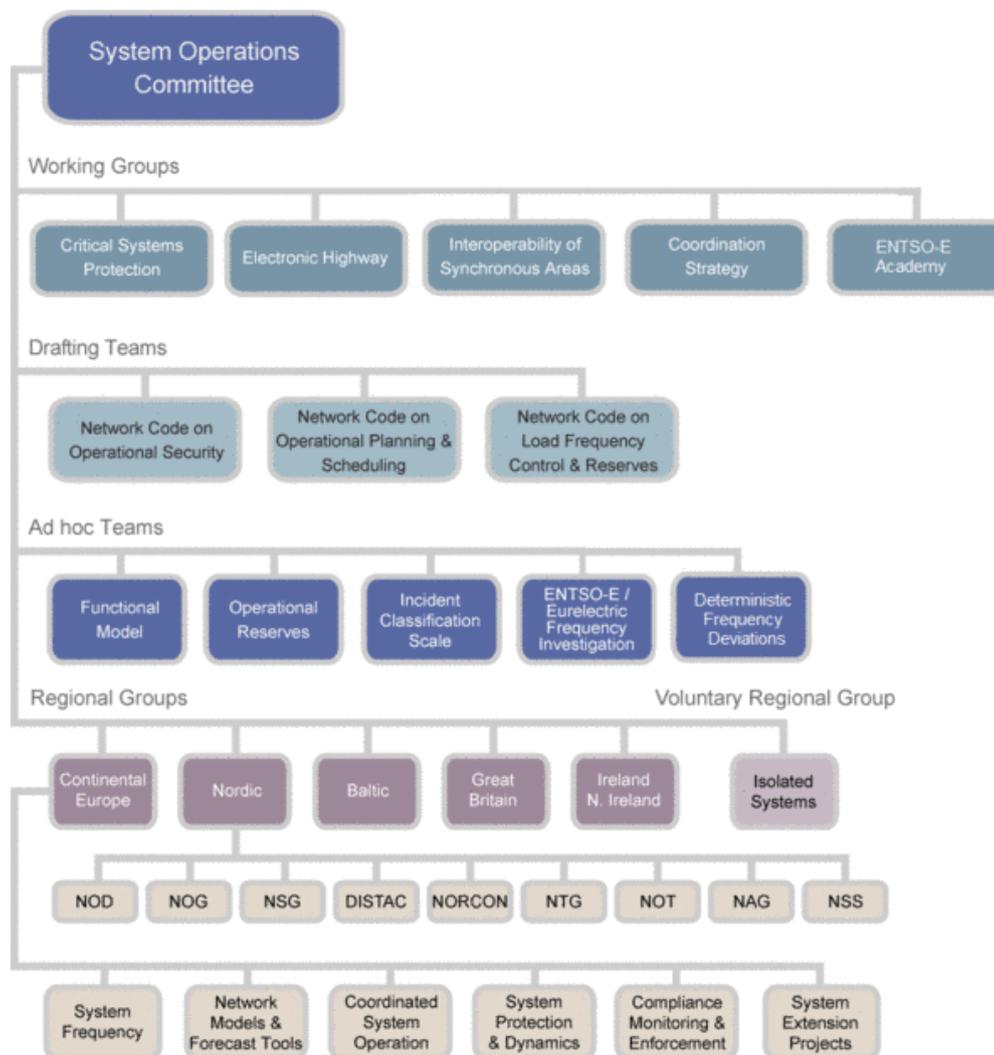


Figura 13: Struttura del comitato Operazioni del Sistema

Il compito principale di questo comitato è quello prendere parte all'elaborazione dei Codici di Rete Europei, in conformità con gli orientamenti quadro adottati dall'ACER (agenzia per la cooperazione tra i regolatori nazionali dell'energia).

Tutti i gruppi di lavoro e gli altri organi che fanno parte di questo comitato, pur avendo scopi diversi, contribuiranno alla stesura dei Codici di Rete Europei e di avviare integrazioni e revisioni quando necessario, con lo scopo di garantire la sicurezza ed un funzionamento affidabile del sistema di trasmissione europeo.

Ad esempio i gruppi di lavoro sono chiamati a fornire proposte di armonizzazione delle norme operative a livello europeo, facilitando così i processi di mercato, contribuiscono a garantire la compatibilità tra il funzionamento del sistema, le soluzioni di mercato e dello sviluppo del sistema.

Poi vi sono anche gli Ad-hoc team, a cui vengono affidati i compiti di individuare le azioni necessarie atte a garantire un funzionamento affidabile della rete, elaborare le raccomandazioni a livello europeo per quanto riguarda la determinazione delle riserve operative, descrivere i principi con cui devono essere classificati gli incidenti, analizzare in modo approfondito le origini delle variazioni della frequenza che si verificano in una certa fascia oraria e suggeriscono le possibili azioni da intraprendere al fine di mitigare questi fenomeni.

### *3.2.3 Mercato elettrico*

L'obiettivo di questo comitato è quello di garantire il raggiungimento degli obiettivi posti dal 3° pacchetto energetico sul mercato interno dell'energia, il quale prevede la creazione di un mercato energetico (elettricità e gas) all'interno agli stati membri, e facilitare un buon funzionamento dello stesso.

Anche questo comitato è organizzato in gruppi di lavoro e suddiviso in modo funzionale ai propri scopi, l'intera area dell'ENTSO-E in quattro gruppi regionali, come mostrato qui di seguito:

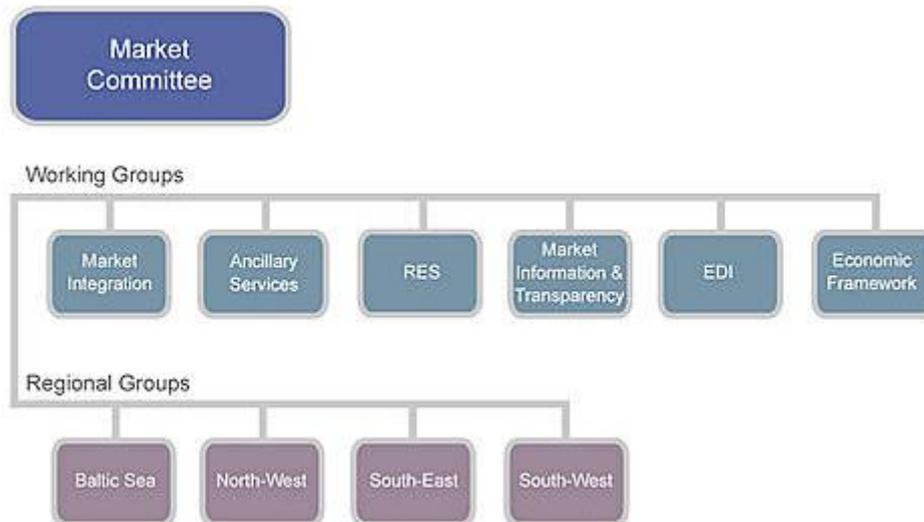


Figura 14: Struttura del Comitato Mercato Elettrico

L'attività più importante svolta da questo comitato è sicuramente l'elaborazione di alcune sezioni dei codici di rete riguardanti il mercato elettrico, che sono attualmente in fase di sviluppo, che sono:

- Codice di rete per l'assegnazione della capacità e gestione delle congestioni, indicato con la sigla "**CACM**",
- Codice di rete per il mercato a termine (Forward Market) "**FMNC**"
- Codice di rete per il Bilanciamento "**Banc**"

Il gruppo di lavoro RES (Renewable generation technologies) ha lo scopo di garantire la sicurezza del sistema con livelli crescenti di generazione da fonti

rinnovabili, che come è noto la produzione di energia elettrica mediante queste fonti primarie non è prevedibile, introducendo così ulteriori complessità nella gestione del sistema.

Al fine di creare un mercato elettrico interno dell'energia elettrica, è necessario armonizzare le regole di mercato che sono previste nei diversi stati membri, e quindi passare ad un approccio comune, in tal senso lavora il gruppo "Market Integration", per quanto riguarda i mercati del giorno prima e del mercato intragiornaliero ed il mercato a termine, mentre per quanto riguarda i mercati del bilanciamento è il gruppo di lavoro Ancillary Services ad occuparsene.

Oltre ad armonizzare le regole di mercato per garantire un buon funzionamento del mercato elettrico è anche necessario garantire la trasparenza e lo scambio dei dati e in tal senso lavorano i gruppi di lavoro "Market Information & Transparency " ed "EDI".

Per quanto riguarda il gruppo di lavoro Economic Framework cerca di armonizzare le tariffe per la trasmissione, per evitare che queste possano evitare il libero scambio di energia tra i paesi membri. Inoltre supporta anche il comitato di sviluppo del sistema nell'individuare quali investimenti in nuove infrastrutture di trasporto, sono necessarie per raggiungere gli obiettivi della politica energetica europea.

### *3.2.4 Ricerca e Sviluppo*

L'ENTSO-E svolge un ruolo chiave nello sviluppo della rete di trasmissione europea e per il raggiungimento di obiettivi a livello comunitario ambiziosi, come quello della

de carbonizzazione entro il 2050, per i quali è necessario puntare sull'innovazione tecnologica.

Il mandato del comitato di ricerca e sviluppo di ENTSO-E si occupa proprio di coordinare le attività di ricerca e sviluppo, che possano portare ad esempio all'introduzione di nuove apparecchiature o nuovi metodi di architettura e modellazione della rete.

Per raggiungere questi obiettivi, questo comitato si compone di due gruppi di lavoro che sono "Piano di ricerca e sviluppo" e "Monitoraggio e condivisione delle informazioni":



Figura 15: Struttura del Comitato Ricerca e Sviluppo

Il gruppo di lavoro "Research & Development Plan" definisce ogni anno le attività e gli obiettivi che questo comitato intende perseguire per i tre anni seguenti, sostanzialmente si definisce la tabella di marcia per i prossimi tre anni.

Mentre per quanto riguarda il gruppo di lavoro “Monitoring & Knowledge Sharing” si occupa di monitorare lo stato di avanzamento delle attività svolte da questo comitato (completato, in corso, non ancora affrontato), al fine poi di stabilire le priorità tra le varie attività prese in considerazione. Inoltre si punta alla creazione di una piattaforma comune dove potranno essere condivisi i risultati delle ricerche svolte dai vari enti (ad esempio le informazioni e le esperienze che derivano da una ricerca di un certo TSO, senza una piattaforma di questo genere non potrebbero essere condivise con altri TSO di altre nazioni).

### **3.3 I codici di rete Europei**

Il Regolamento CE n. 714/09 attribuisce a ENTSO-E, il compito di elaborare i Codici di rete europei, in conformità con gli orientamenti quadro adottati dall’ACER (l’Agenzia per la cooperazione fra i regolatori dell’energia) e comunque a valle della consultazione degli stakeholders.

Questi codici diventeranno atti legislativi sovranazionali e vincolanti che prevarranno su quelli nazionali per quanto riguarda le questioni transfrontaliere.

- i Codici di rete nazionali rimangono validi nelle parti che non riguardano le questioni transfrontaliere
- i Codici di rete europei potranno fornire una serie di “parametri”, mentre quelli nazionali possono prevedere requisiti più stringenti

Tali codici riguardano le connessioni degli impianti di generazione, l’integrazione dei mercati e la gestione delle congestioni tra le reti, la sicurezza e l’interoperabilità

delle reti di trasmissione. Il processo di sviluppo si suddivide in cinque fasi: una fase di elaborazione, una fase di approvazione iniziale, una fase di consultazione pubblica, una fase di rielaborazione ed infine una fase di approvazione finale.

Le principali sezioni del codice di rete a cui l'ENTSO-E sta lavorando sono qui di seguito riportate:

- **Network Code on Capacity Allocation and Congestion Management (CACM):** il quale stabilirà le modalità di funzionamento del mercato del giorno prima e del mercato intragiornaliero, e le modalità con cui verranno gestite le congestioni. Queste norme costituiranno la base per la creazione del mercato unico dell'energia in Europa. Tale documento sarà consegnato all'ACER entro il 30 settembre 2012, la quale avrà tre mesi per poterlo valutare, come prescritto dal regolamento (CE) 714/2009.
- **Forward Markets Network Code (FMNC):** descriverà le regole per il funzionamento del mercato a termine. I lavori per tale documento sono iniziati a dicembre del 2011 e dovrebbero essere conclusi entro dicembre 2012.
- **Balancing Network Code (BaNC):** che si occupa delle regole per il mercato di bilanciamento. Attualmente è in fase di preparazione.
- **Network Code for Requirements for Grid Connection applicable to all Generators:** tale documento descrive i requisiti che devono possedere gli impianti di produzione al fine di poter essere collegati alla rete. E' stato consegnato all'ACER il 13 luglio 2012 che lo analizzerà per poi passarla alla

Comunità Europea per renderlo operativo. Tale documento è attualmente consultabile sul sito dell'ENTSO-E.

- Demand Connection Code (**DCC**): Focalizza maggiormente la sua attenzione sulla connessione alla rete dei carichi industriali e degli operatori del sistema di distribuzione (DSO). Inoltre va ad integrare la sezione del codice di rete precedente descritta. ENTSO-E presenterà la versione definitiva di questo documento entro il 5 gennaio 2013, ed attualmente è possibile consultare delle versioni preliminari che sono pubblicate sul sito dell'ENTSO-E.
- Operational Security Network Code (**OS NC**): Sarà focalizzato sugli aspetti della sicurezza operativa al fine di garantire un funzionamento affidabile e sicuro del sistema nel suo complesso. Si prevede che questo elaborato sarà completato entro il 1° marzo 2013.
- Load-Frequency Control and Reserves Network Code: Questa sezione del codice di rete fornirà una serie di prescrizioni al fine di mantenere la frequenza vicina al valore nominale, e delle raccomandazioni riguardanti le riserve operative.

Dovrà essere completato entro il 1° luglio 2013 è quindi consegnato all'ACER, che al solito avrà a disposizione tre mesi per poterlo valutare prima che venga pubblicato ufficialmente della Commissione Europea.

## **4 PRESCRIZIONI PREVISTE PER IL SERVIZIO DI REGOLAZIONE DELLA FREQUENZA**

Nel seguente capitolo verranno illustrate le prescrizioni previste per il servizio di regolazione della frequenza dapprima a livello comunitario per le nazioni aderenti all' ENTSO-E, per poi passare in ambito nazionale, considerando le nazioni più rilevanti dal punto di vista elettrico che aderiscono proprio all'ENTSO-E, che sono Germania, Francia, Italia e Spagna.

### **4.1 Prescrizioni alla regolazione della frequenza previste da ENTSO-E**

La commissione europea ha richiesto all' ENTSO-E la stesura delle prescrizioni per il servizio di regolazione della frequenza e frequenza-potenza ( Load-Frequency Control & Network Reserve Code (LFC & R NC)), seguendo le linee guida rilasciate dall'ACER ( agenzia per la cooperazione tra i regolatori nazionali dell'energia) il 2 novembre 2011.

Il termine ultimo, entro cui l'ENTSO-E dovrà presentare il documento all' ACER è il 1 ° luglio 2013. Nel marzo 2013, ENTSO-E lancerà una consultazione pubblica sul LFC

& R NC, in modo che le parti interessate possano partecipare attivamente commentando il documento prima della sua pubblicazione ufficiale.

Pertanto ad oggi, per i TSO membri, si fa ancora riferimento alle prescrizioni previste dall' UCTE nel [Operation Handbook](#), qui di seguito riportate.

INFORMAZIONI STATISTICHE AREA ENTSO-E (RIFERITE ALL'ANNO 2011)	
Produzione totale netta	3344.2 TWh
Consumo totale	3308.3 TWh
Carico massimo	532 590 MW il 01/02 ore 19:00
Carico minimo	234 666 MW il 31/07 ore 7:00
Potenza totale installata	928 140 MW

Tabella 2: Informazioni statistiche dell' area dell'ENTSO-E, riportate nel "MEMO 2011" pubblicato da ENTSO-E

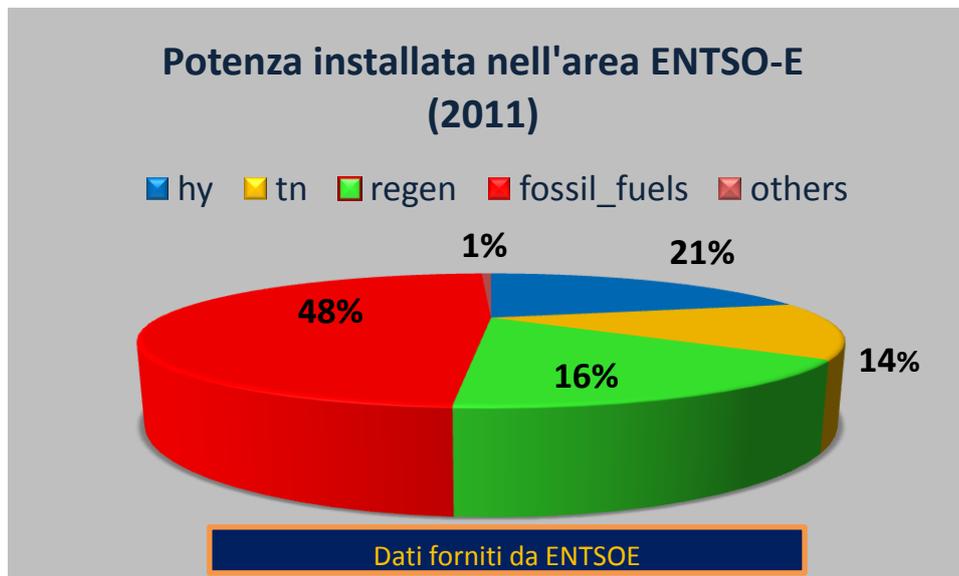


Figura 16: Potenza installata nell'area ENTSO-E nell'anno 2011

## 4.2 Prescrizioni alla regolazione della frequenza previste dall' UCTE

L'area sincrona dell'UCTE è suddivisa in blocchi e aree di controllo con una struttura di tipo gerarchico, come si può notare dalla figura sottostante:

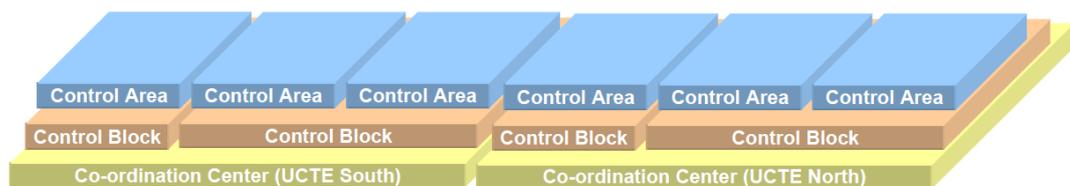


Figura 17: Struttura gerarchica dell'area sincrona UCTE, composta da aree di controllo (CA), blocchi di controllo (CB) e centri di coordinamento (CC).

Nel caso più frequente, ogni area di controllo corrisponde al territorio di una singola nazione (ma ci possono essere dei casi in cui può corrispondere anche al territorio gestito da una compagnia o una regione), demarcata dalla posizione di punti di misura degli scambi di potenza e di energia con il rimanente sistema interconnesso. È gestita da un singolo TSO, ed è dotata di un sistema di regolazione secondaria della frequenza (infatti un'area di controllo può essere considerata anche come la più piccola porzione del sistema elettrico dotata di un sistema di controllo della frequenza), ed ha i seguenti compiti [8]:

- È responsabile della regolazione primaria di frequenza all'interno del proprio territorio.
- È in grado di mantenere gli scambi di potenza ai valori di programma.

- Coopera al fine di ripristinare la frequenza al valore nominale in seguito ad una perturbazione di rete.
- È responsabile della contabilizzazione<sup>1</sup> all'interno del proprio territorio.

Ciascun blocco di controllo è composto da una o più aree di controllo che lavorano assieme ai fini della regolazione frequenza-potenza, i cui compiti sono:

- È in grado di mantenere al valore previsto lo scambio globale del blocco verso gli altri blocchi di controllo del sistema.
- Partecipa, assieme agli altri blocchi di controllo, al ripristino della frequenza di rete al valore nominale in seguito ad una perturbazione.
- Non è responsabile della regolazione primaria di frequenza del blocco intero, che rimane di pertinenza delle singole aree di controllo che costituiscono il blocco.
- È responsabile della contabilizzazione all'interno del proprio territorio.

L'Italia è nello stesso tempo un AC e un BC. Mentre Francia, Spagna e Portogallo costituiscono un blocco di controllo. In Germania invece sono presenti più aree di controllo legate alla suddivisione del territorio in aree geografiche un cui operavano diverse compagnie private o pubbliche.

L'UCTE stabilisce i requisiti di regolazione primaria , secondaria e terziaria per TSO membri, i quali sono descritti nei sottoparagrafi che seguono.

---

<sup>1</sup> La contabilizzazione è il processo il cui scopo è quello di registrare i valori previsti e reali degli scambi di energia per ogni intervallo di osservazione e di valutare le deviazioni non intenzionali degli scambi di energia e la determinazione dei conseguenti programmi di compensazione per la settimana seguente.

#### *4.2.1 Prescrizioni UCTE per la regolazione primaria della frequenza:*

Il valore nominale della frequenza assunto all'interno dell'area sincrona UCTE è di 50 Hz e a fronte di una variazione superiore a  $\pm 20$  mHz si deve attivare la regolazione primaria. L'autoregolazione del carico considerata è del 1%/Hz, il che indica che un abbassamento di frequenza di 1 Hz comporta una diminuzione del carico del 1% .

L'UCTE stabilisce, anno per anno, un incidente di riferimento, definito con il criterio del "caso peggiore". Attualmente tale incidente è fissato come la perdita contemporanea di due grandi gruppi di generazione da 1500 MW, per un totale di 3000 MW persi.

A fronte di tale circostanza, la regolazione primaria deve:

- Sopperire interamente al conseguente deficit di potenza
- Contenere il picco dell'errore di frequenza durante il transitorio ( $\Delta f_{din}$ ) entro  $\pm 800$  mHz , in modo tale da mantenere la frequenza al di sopra dei 49 Hz (soglia di intervento automatico dei primi alleggeritori di carico)
- Ripristinare la frequenza entro  $\pm 180$  mHz dalla frequenza nominale a transitorio esaurito, considerando un effetto autoregolante del carico pari a 1%/Hz oppure  $\pm 200$  mHz senza considerare tale effetto. A fronte di un tale errore deve essere erogata tutta la riserva primaria.

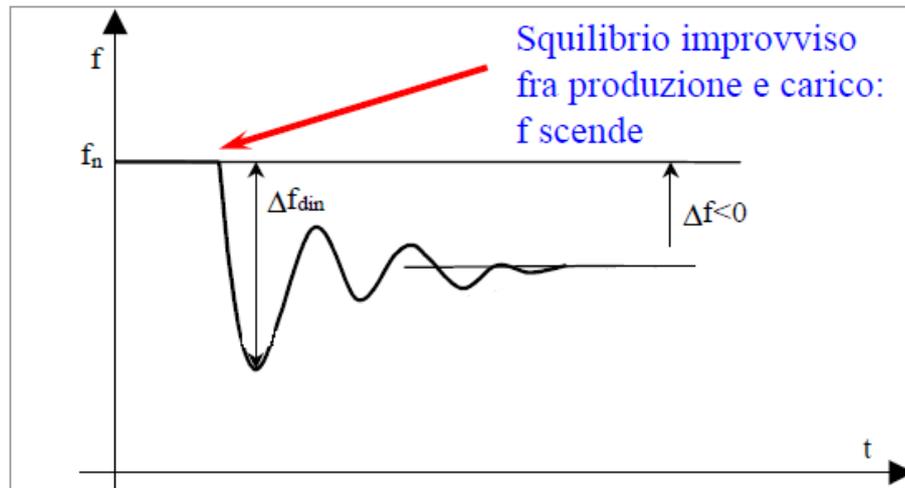


Figura 18: Transitorio di frequenza a seguito di uno squilibrio produzione-carico, ed intervento della regolazione primaria

Ad ogni modo a fronte dell'incidente di riferimento , la regolazione primaria deve mantenere un funzionamento affidabile del sistema, senza la necessità di un distacco automatico del carico o il distacco da parte delle unità di generazione collegate alla rete.

La regolazione primaria si basa sul principio di solidarietà tra le varie zone di regolazione per garantire l'affidabilità del sistema. Ciò include una distribuzione globale di riserve e azioni di controllo. La riserva totale di regolazione primaria (in MW) necessaria per il funzionamento, nell'area sincrona UCTE è della stessa dimensione dell'incidente di riferimento (3000 MW). Ogni area di controllo deve contribuire alla riserva di regolazione primaria proporzionalmente all'energia annua prodotta all'interno della stessa area di controllo. Affinché la riserva della regolazione primaria sia ripartita fra tutti.

Le quote della riserva della regolazione primaria per ciascun area di controllo sono definite moltiplicando l'intera riserva di regolazione primaria per i coefficienti di partecipazione "Ci" :

$$C_i = \frac{E_i}{E}$$

Dove  $E_i$  è l'energia annua prodotta nell'area di controllo i-esima, ed  $E$  è l'energia prodotta dall'intero sistema. Di conseguenza i valori nominali di riserva primaria e di energia regolante che l'area i-esima deve assicurare risultano:

$$R_i = C_i * R \quad \lambda_i = C_i * \lambda$$

Con  $R_i$  si è indicato la riserva primaria che spetta alla area i-esima,  $R$  è la riserva totale dell'area sincrona UCTE, mentre  $\lambda_i$  è l'energia regolante che spetta all'area i-esima e  $\lambda$  è l'energia regolante dell'intera rete che se si esclude l'autoregolazione del carico, la si può valutare in questo modo:

$$\lambda = \frac{3000\text{MW}}{0,2\text{Hz}} = 15000 \text{ MW/Hz}$$

I coefficienti di partecipazione sono determinati e pubblicati annualmente dal TSO forum, per ogni area di controllo, e la somma di tutti i coefficienti deve essere pari ad 1.

Quindi ogni area di controllo deve contribuire alla correzione di un disturbo proporzionalmente al proprio coefficiente di partecipazione.

A fronte di una variazione di frequenza pari a  $\pm 200$  mHz deve essere attivata l'intera riserva primaria.

La regolazione primaria deve intervenire dopo pochi secondi dalla variazione di frequenza, ed almeno il 50 % della riserva primaria deve essere erogato entro 15 secondi, mentre dal 50% ed 100% il tempo di implementazione sale linearmente a 30 secondi.

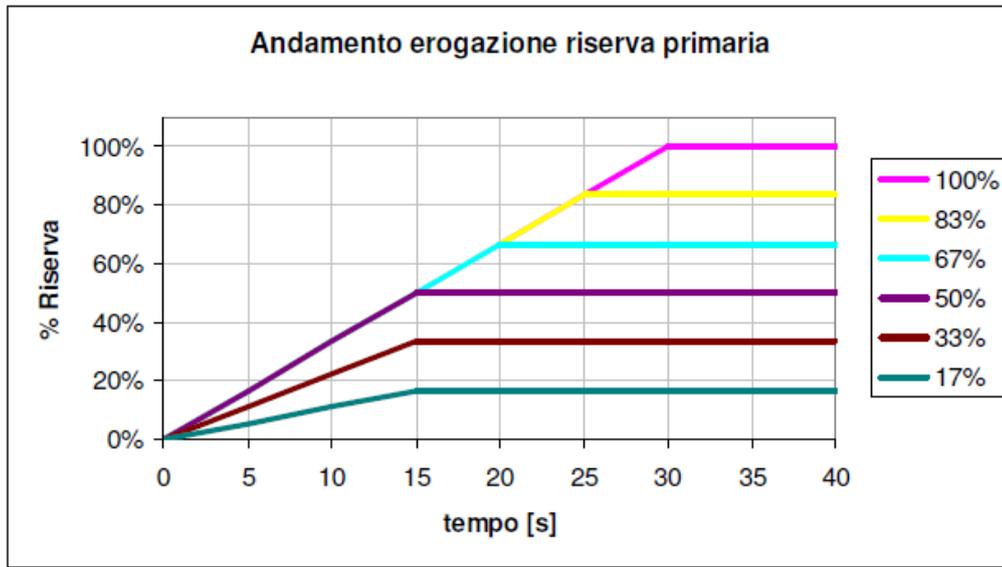


Figura 19: Andamento dell'erogazione della riserva primaria per vari livelli di regolazione

Per quanto riguarda i regolatori, l'UCTE raccomanda che le zone di insensibilità involontarie siano ridotte al minimo e comunque non superiori a  $\pm 10$  mHz.

Nel caso in cui si verificano incidenti di grandi dimensioni, come la perdita improvvisa di generazione o di carico che superano rispettivamente 600 MW o 1000 MW, questi eventi vengono registrati ed analizzati dai TSO. Le informazioni richieste sull'incidente, riguardano la posizione in cui si è verificato, il tempo, la dimensione ed il tipo di disturbo. Queste informazioni vengono registrate e rese disponibili ai TSO membri attraverso il TSO forum.

Inoltre nel caso in cui si ha la perdita di un generatore sul quale è allocata una riserva di regolazione primaria, la perdita immediata di riserva primaria deve essere limitata a 90 MW ( il 3% della dimensione dell'incidente di riferimento).

Ogni TSO è responsabile della regolazione primaria nella propria area di competenza. E' previsto inoltre che qualsiasi area di controllo può aumentare la propria riserva di regolazione primaria del 30 % (purché non si superino 90 MW), offrendola per coprire una parte della riserva primaria di un'altra area di controllo adiacente, o all'interno dello stesso blocco di controllo.

Infine l'UCTE prevede che in condizioni di normale funzionamento la riserva primaria in ogni area deve essere disponibile con continuità e senza interruzioni, ed inoltre che le riserve di regolazione primaria e secondaria devono essere avviabili in modo indipendente l'una dall'altra.

#### *4.2.2 Prescrizioni UCTE per la regolazione secondaria della frequenza:*

Col termine regolazione secondaria di frequenza, l'UCTE identifica la regolazione automatica atta a ristabilire la frequenza di rete, gli interscambi di potenza tra le diverse aree al loro livello nominale e a ripristinare le riserve di potenza primaria.

Il segnale di regolazione è generato da un controllore localizzato in ogni area ( come visto spesso coincidente con il territorio di un singolo paese) ed è inviato alle singole centrali elettriche, appartenenti alla medesima area ed abilitate a tale servizio, che modificano la propria potenza proprio in funzione di questo segnale.

Mentre la regolazione primaria si basa sul principio di solidarietà che coinvolge quindi tutti i gruppi dell'area connessa, la regolazione secondaria, invece, ha lo scopo di concentrare la potenza regolante nella sola area dove l'evento comportante lo sbilanciamento è avvenuto.

Come detto in precedenza l'area sincrona UCTE è formata da blocchi e aree di controllo. In ciascuno di questi blocchi la regolazione secondaria può essere organizzata secondo uno dei seguenti tre schemi :

- Schema centralizzato: La regolazione secondaria all'interno del blocco di controllo viene eseguita da un unico regolatore centralizzato ( nel caso in cui si ha una sola area di controllo all'interno del blocco).
- Schema pluralistico: Il blocco è suddiviso in più aree di controllo, ciascuna delle quali ha un proprio regolatore ed una propria riserva. Quindi ciascuna area effettua in modo separato ed indipendente la regolazione secondaria della frequenza pur essendoci una figura detta blocco coordinatore, che regola gli scambi dell'intero blocco verso i blocchi confinanti.
- Schema Gerarchico: E' simile allo schema pluralistico, ma a differenza di questo, vi è un regolatore principale che coordina l'azione dei regolatori presenti nell'altre aree.

Nella tabella che segue è riportato come era suddivisa l'area sincrona UCTE e come veniva organizzata la regolazione secondaria all'interno di ciascun blocco:

<b>BLOCCO DI CONTROLLO:</b>	<b>Organiz. della regolaz. Secondaria:</b>
Francia, Spagna, Portogallo	Pluralistico
Italia	Centralizzato
Svizzera	Gerarchico
Belgio e parte del Lussemburgo	Centralizzato
Olanda	Centralizzato
Germania, parte del Lussemburgo e Danimarca Continentale	Pluralistico
Austria	Centralizzato
Slovenia, Croazia, Bosnia	Pluralistico
Polonia, Repubblica Ceca, Repubblica Slovacca, Ungheria	Pluralistico
Grecia	Centralizzato

**Tabella 3: Suddivisione in blocchi dell'area sinc. UCTE e organizzazione della regolazione II**

La regolazione secondaria deve intervenire entro 30 secondi e si deve concludere entro 15 minuti, eventualmente viene completata dalla regolazione terziaria nel caso di perdita di un grosso gruppo di generazione.

Le riserve di regolazione secondaria e terziaria possono essere determinate secondo diverse metodologie, per tener conto delle diverse caratteristiche ed esigenze delle singole aree di controllo. Pertanto vengono utilizzati approcci di tipo deterministico e/o di tipo probabilistico.

Per quanto riguarda gli approcci di tipo deterministico, la riserva secondaria minima raccomandata può essere valutata tramite la seguente relazione empirica :

$$R_{II} = \sqrt{a * L_{max} + b^2} - b$$

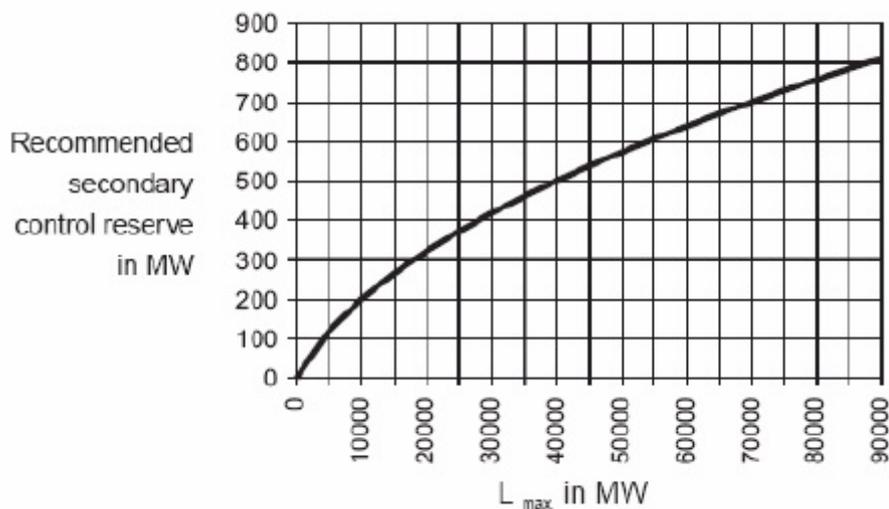


Figura 20: Riserva secondaria raccomandata rispetto al carico massimo

Dove  $R_{II}$  rappresenta la riserva secondaria raccomandata espressa in MW, mentre  $L_{max}$  sarebbe il carico massimo previsto nel periodo in esame per l'area di controllo in questione, ed "a" e "b" sono invece dei parametri stabiliti empiricamente i cui valori sono rispettivamente pari a 10 MW e 150 MW.

Mentre l'approccio di tipo probabilistico per il dimensionamento della riserva secondaria si basa sul presupposto che l'errore di frequenza deve essere pari a zero per esempio per il 99,99% delle ore totali dell'anno (il che corrisponde fino a 9 ore durante l'anno di deficit della riserva prevista durante l'anno). Oppure in altri casi la riserva secondaria di ogni singola area, può essere dimensionata sulla base della perdita del gruppo di generazione più importante per quell'area e la dimensione della riserva deve corrispondere alla taglia dell'incidente.

In ogni caso la quantità minima che deve essere garantita, di riserva di regolazione secondaria consigliata dall' UCTE, è quella prevista con il metodo empirico.

Inoltre l'UCTE prevede che un blocco di controllo (detto blocco di controllo ricevente) possa ricevere una parte della propria riserva secondaria da un altro blocco, il tutto deve essere previsto mediante un contratto tra le parti interessate, ed in ogni caso il blocco di controllo ricevente deve avere in ogni caso, il 66% della propria riserva di regolazione secondaria all'interno della propria area.

L'UCTE prevede inoltre che la regolazione secondaria deve essere utilizzata soltanto per correggere un variazione di frequenza nell'area di controllo e non per scopi diversi da questo.

Per evitare possibili errori dovuti al funzionamento asincrono dei diversi regolatori, l'impostazione del tempo per ciascun regolatore secondario deve essere sincronizzato con un tempo di riferimento.

Deve essere garantito una regolazione manuale delle riserve secondarie nel caso in cui il sistema automatico abbia qualche problema.

Ogni TSO deve dichiarare al TSO forum la propria quota di riserva secondaria.

#### *4.2.3 Prescrizioni UCTE per la regolazione terziaria della frequenza:*

L' UCTE prescrive che la riserva terziaria debba ricostituire tutta la riserva di regolazione secondaria necessaria entro 15 minuti dallo squilibrio. Mentre la

quantità di riserva terziaria può essere stabilita da ogni TSO in modo del tutto autonomo in base alle caratteristiche della propria rete.

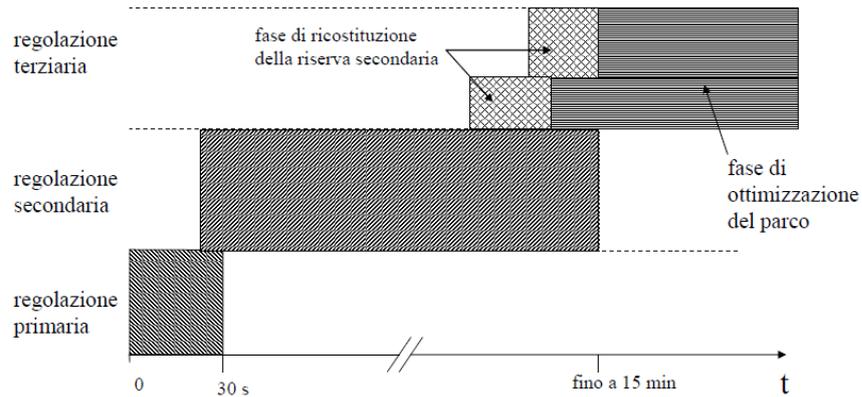


Figura 21: Tempi di intervento delle varie regolazioni a seguito di uno squilibrio

Qui di seguito è riportato un esempio su come avviene la regolazione della frequenza all'interno dell'area sincrona dell'UCTE [9]. In particolare l'esempio sottostante mostra le conseguenze di un'interruzione della produzione di una centrale elettrica in Francia. Nell'intera zona dell'UCTE viene attivata immediatamente la regolazione primaria. Dopo 30 secondi, in Francia viene chiesta automaticamente la fornitura di potenza di regolazione secondaria che dopo 15 minuti viene sostituita dalla regolazione terziaria, nell'esempio proveniente da centrali elettriche in Francia e Spagna.

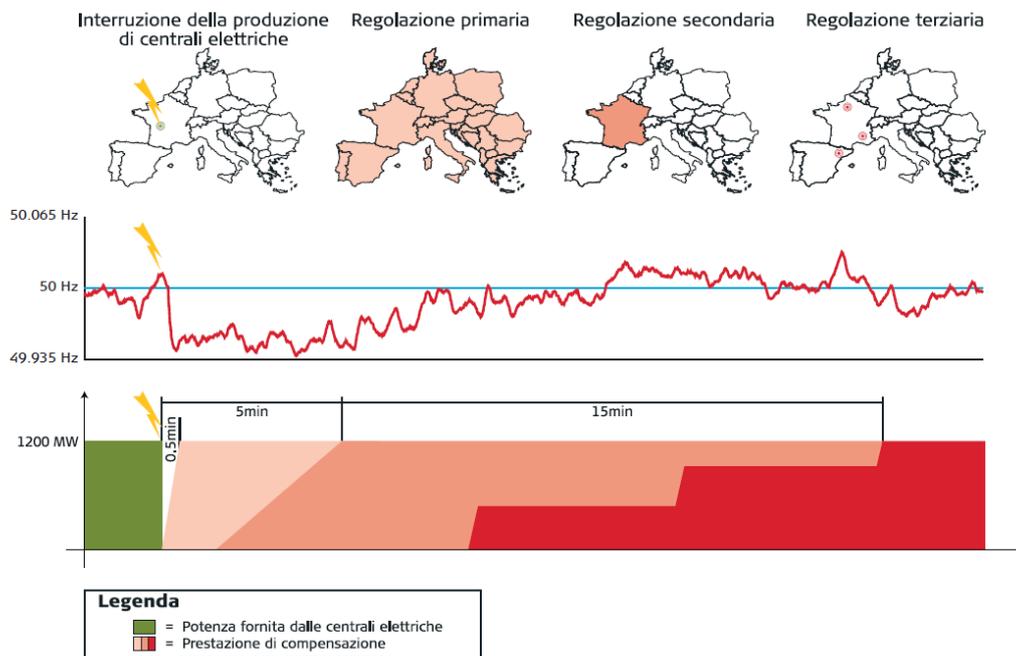


Figura 22: Esempio di un'interruzione della produzione di una centrale elettrica in Francia

## 4.3 Prescrizioni per la regolazione della frequenza applicate in Italia:

Le prescrizioni per la regolazione della frequenza previste dal TSO italiano sono contenute nel "Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete" [10] e nell'allegato A15 "Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza"[11].

INFORMAZIONI STATISTICHE (RIFERITE ALL'ANNO 2011*)	
TSO	TERNA
Mercato elettrico	IPEX
Produzione totale netta	289029 GWh
Consumo totale	332274 GWh
Carico massimo	53668 MW il 13/07 ore 12:00
Carico minimo	20582 MW il 24/04 ore 7:00
Potenza totale installata	118532 MW
Coefficiente di partecipazione (Ci)	8,64 % <sup>2</sup>

Tabella 4: Informazioni statistiche dell'Italia, riportate nel "MEMO 2011" pubblicato da ENTSO-E

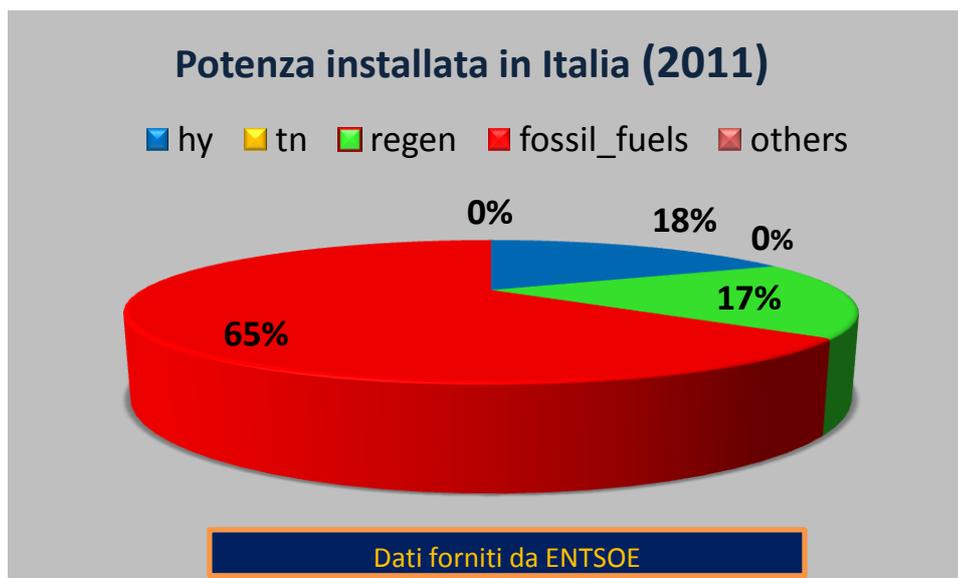


Figura 23: Potenza installata in Italia nell'anno 2011; dove con *hy* si è indicato impianti di produzione idroelettrici; *tn* nucleare; *regen* fonti rinnovabili; *fossil\_fuels* combustibili fossili; *other* altri.

<sup>2</sup> Da notare come il coefficiente di partecipazione si sia ridotto, passando dal 11,5% del 2007 (quando l'Italia faceva parte dell'UCTE) all'attuale 8,64%, in quanto attualmente si deve considerare per la valutazione del Ci, l'energia totale prodotta nell'area ENTSO-E e non più quella prodotta nell'ex area UCTE.

### *4.3.1 Regolazione primaria della frequenza :*

È un servizio obbligatorio e non retribuito per tutte le unità di produzione (UP) idonee alla fornitura. Le unità di produzione risultano idonee se lo è almeno uno dei gruppi di generazione associati all'unità.

Sono idonei alla fornitura della regolazione primaria di frequenza i gruppi di generazione con potenza nominale superiore a 10 MVA, ad eccezione di quelli privi, per propria natura, di capacità regolante, come ad esempio i gruppi di generazione alimentati da fonti rinnovabili non programmabili o i gruppi geotermoelettrici

Le unità di produzione idonee devono mettere a disposizione una riserva di potenza per la regolazione primaria pari a:

- 1,5% della potenza efficiente<sup>3</sup> di ciascun gruppo di generazione idoneo, costituente l'unità di produzione, nella zona continentale e per la Sicilia , nel caso in cui è programmata interconnessa al continente.

---

<sup>3</sup> Potenza efficiente: è la potenza attiva massima che l'UP può produrre con continuità, nel caso di impianti termoelettrici , o per un determinato numero di ore, per gli impianti idroelettrici. Per le turbine a gas e le sezioni a ciclo combinato, la potenza efficiente è quella riferita alle condizioni standard internazionali (ISO), ovvero: temperatura ambiente aria pari a 15°C; pressione 1,013 bar; umidità relativa 60%

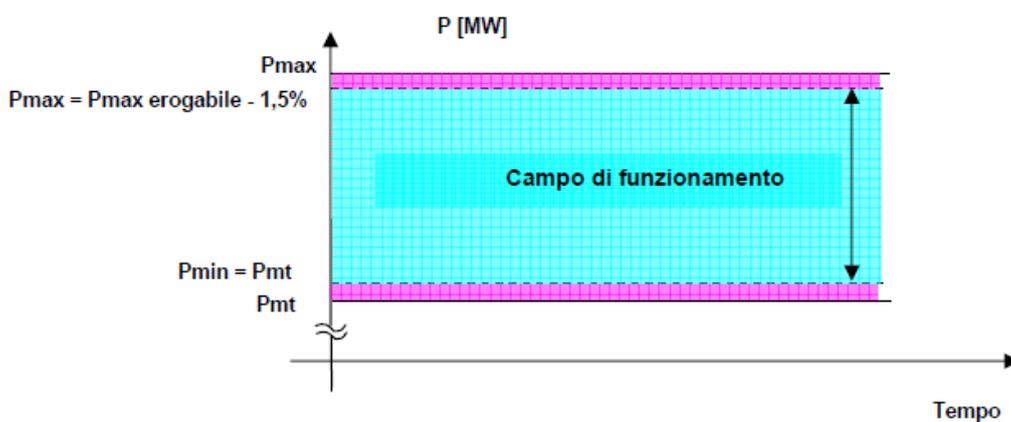


Figura 24: Campo di funzionamento ammissibile per i gruppi di generazione idonei del Continente e della Sicilia nei casi in cui è programmata interconnessa al Continente ( $P_{mt}$  sarebbe la potenza di minimo tecnico)

- 10% della potenza efficiente di ciascun gruppo di generazione idoneo costituente l'unità di produzione, per quelli che si trovano in Sardegna ed in Sicilia ( quando per quest'ultima è prevista l'apertura dell'interconnessione con il continente)

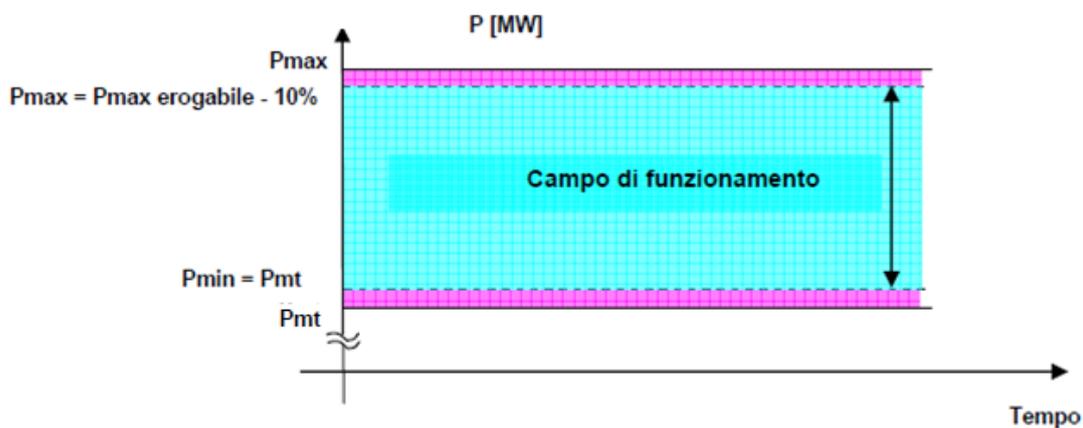


Figura 25: Campo di funzionamento ammissibile per i gruppi di generazione idonei della Sardegna e della Sicilia in isola programmata di rete ( $P_{mt}$  sarebbe la potenza di minimo tecnico).

La banda di regolazione primaria potrà essere ridistribuita tra i gruppi di generazione idonei costituenti l'unità di produzione.

Per i moduli a ciclo combinato, se la turbina a vapore non partecipa alla regolazione primaria, la minima riserva primaria obbligatoria dovrà essere elaborata dalla sola sezione turbogas (per esempio quando la turbina a vapore è esercita in modalità *sliding pressure* oppure in recupero di energia) e calcolata con riferimento alla potenza efficiente dell'assetto dell'UP<sup>4</sup>.

Ogni gruppo (anche quelli che non sono idonei alla regolazione della frequenza) devono essere dotati di un regolatore di velocità, il cui segnale di riferimento del carico possa essere variato da 0 al 100% del carico nominale in un tempo massimo di 50 secondi. Se poi il gruppo partecipa alla regolazione primaria della frequenza, il regolatore deve possedere ulteriori requisiti funzionali descritti qui di seguito:

Grado di statismo	Tarabile tra il 2% e 8%
Tolleranza mas. Sulla misura di velocità	0,02%
Zona di insensibilità	± 10 mHz

**Tabella 5: Caratteristiche regolatori di velocità che partecipano alla regolazione primaria**

---

<sup>4</sup> Per esempio con un valore di riserva minima dell'1,5% e con una turbina a vapore di potenza pari a 1/3 della potenza complessiva del modulo, tale margine dovrà essere pari al 2,25% della potenza efficiente dell'unità turbogas. Ne consegue che il gruppo turbogas potrà essere esercito ad una potenza non superiore al 97,75% della sua potenza efficiente. Nel caso di due turbine associate ad un'unica TV, è possibile scegliere di fornire la riserva primaria complessiva solo con un gruppo turbogas e far lavorare l'altro al carico massimo, oppure ripartire la riserva totale tra le due macchine.

Gli statismi sono coordinati dal gestore e impostati normalmente nei seguenti campi :

- Per i gruppi idroelettrici tra il 2% e 5%
- Per i gruppi termoelettrici tra il 5% e 8%

Nel definire il valore di statismo si tiene conto delle caratteristiche del gruppo di generazione, dell'ubicazione dell'impianto nella rete di trasmissione nazionale e dell'eventuale partecipazione dell'impianto alla riaccensione. Solitamente si adotta statismo al 4% per centrali idroelettriche e al 5% per quelle termiche.

Quindi a fronte di una variazione di frequenza  $\Delta f$ , l'unità di produzione deve erogare una quantità di riserva primaria disponibile  $\Delta P_e$  in funzione dello statismo  $s$  impostato sul regolatore[103]:

$$\Delta P_e = - \frac{\Delta f}{50} * \frac{\Delta p_{eff}}{s} * 100$$

Le modalità di erogazione del contributo di regolazione primaria devono rispettare le seguenti prescrizioni:

- Entro 15 secondi dall'inizio della variazione di frequenza deve essere erogata almeno la metà della  $\Delta P_e$  richiesta
- Entro 30 secondi dall'inizio della variazione di frequenza deve essere erogata tutta la  $\Delta P_e$  richiesta
- Una volta attuata la variazione di potenza  $\Delta P_e$  richiesta dalla regolazione primaria, l'UP deve essere in grado di continuare ad erogare stabilmente il nuovo valore di potenza risultante per almeno 15 minuti consecutivi.

I valori delle bande morte tarabili sono definite dal Gestore sulla base delle caratteristiche degli impianti e in accordo alla regole UCTE.

Per i gruppi che partecipano alla regolazione secondaria di frequenza i regolatori di velocità devono essere in grado di ricevere, dal regolatore centralizzato del Gestore, comandi remoti di variazione del segnale di riferimento del carico.

Su richiesta del Gestore, i gruppi devono essere in grado di regolare la frequenza, anche se funzionanti su una porzione isolata delle rete, in modo da riportare e mantenere la frequenza al valore nominale  $\pm 0,25\%$ , e consentire la rimagliatura della rete.

Inoltre gli Utenti del Dispacciamento (UdD) titolari di unità di produzione cui appartengono gruppi di generazione idonei, sono tenuti alla registrazione nel RUP (*Registro delle Unità di Produzione*) dei tecnici previsti nell'allegato A.60 "Dati tecnici delle unità di produzione rilevanti valevoli ai fini del Mercato Elettrico". Qualora l'Utente del dispacciamento di una unità idonea non sia in grado di garantire la fornitura del servizio, deve comunicare tempestivamente al Gestore la previsione dell'indisponibilità, che comunque dovrà essere risolta nel più breve tempo possibile.

Inoltre è previsto che le UP non idonee e quelle temporaneamente non in grado di rispettare l'obbligo di fornitura, sono tenute al versamento del contributo sostitutivo definito dall'Autorità, su proposta del Gestore. Mentre per i titolari delle UP idonee ubicate nelle regione Sicilia, limitatamente ai periodi orari in cui è

prevista l'apertura dell'interconnessione con il continente, e nella regione Sardegna hanno diritto ad una remunerazione per la maggior banda di regolazione richiesta a tali UP rispetto alle altre UP localizzate in altre regioni.

#### *4.3.2 Regolazione Secondaria frequenza-potenza*

Come detto, l'UCTE prescrive che la frequenza della rete europea e le potenze di scambio tra le aree, devono assumere i rispettivi valori di programma, concordati tra gli operatori di sistema entro i 15 minuti successivi ad un disservizio che ha causato uno squilibrio di potenza. A tal fine Terna utilizza le risorse per la riserva secondaria di potenza per compensare gli scarti tra fabbisogno e produzione del sistema nazionale, riportando quindi gli scambi di potenza alla frontiera ai valori a programma, e contribuendo di conseguenza, al ristabilimento della frequenza europea. Questa funzione automatica è eseguita da un regolatore di rete centralizzato di tipo proporzionale – integrale, il quale elabora con continuità (ogni due secondi) ed invia un segnale detto "Livello di regolazione" ai regolatori di velocità delle unità di produzione abilitate. Il segnale di livello è adimensionale, è espresso in percentuale e viene calcolato mediante la seguente formula:

$$L = -\frac{100}{P_D} * (\beta * \varepsilon_r + \frac{1}{T} * \int \varepsilon_r * dt) + 50$$

Dove  $\beta$ ,  $T$  sono dei parametri impostati da Terna e  $P_D$  è la banda totale di regolazione secondaria (somma delle singole bande messe a disposizione dalle UP in servizio), ed  $\varepsilon_r$  sarebbe l'errore di rete.

La Sardegna e la Sicilia quando non in sincronismo con il Continente, effettuano localmente la funzione di riserva secondaria di potenza.

Il Gestore si approvvigiona delle risorse per riserva secondaria di potenza attraverso il Mercato per il servizio del dispacciamento (MSD) e tutte le unità abilitate a tale servizio sono obbligate a presentare le relative offerte al suddetto mercato.

Sono abilitate alla fornitura del servizio di riserva secondaria le unità di produzione che soddisfano le seguenti condizioni (le quali devono essere soddisfatte anche dalle unità di produzione che sono abilitate alla fornitura del servizio di regolazione terziaria) :

- devono essere connesse alla rete di trasmissione con obbligo di connessione di terzi, per essere efficaci ai fini del servizio richiesto;
- non appartengono alle seguenti categorie:
  - ❖ **UP alimentate da fonti rinnovabili non programmabili**, in quanto non in grado di modulare efficacemente e prevedibilmente la propria produzione;
  - ❖ **UP in collaudo** per un periodo non superiore a sei mesi dalla data di primo parallelo alla rete, per ciascun assetto di funzionamento previsto, e comunque per un periodo complessivo non superiore ad un anno, con riferimento alle medesime unità, in quanto non pienamente in grado di modulare efficacemente e prevedibilmente la propria produzione.

- sono in grado di iniziare a variare, in aumento o in decremento, la propria immissione entro 5 minuti dall'inizio della variazione richiesta tramite un ordine di dispacciamento, qualora già sincronizzate con la rete;
- sono in grado di variare, in aumento o decremento, la propria immissione di almeno 10 MW entro 15 minuti dall'arrivo di un **ordine di dispacciamento**;
- limitatamente alle unità idroelettriche, il rapporto tra l'energia che può essere erogata in una giornata e la potenza massima dell'unità è almeno pari a 4 ore;
- il punto di controllo fisico dell'unità è presidiato ed in grado di eseguire ordini di dispacciamento 24 ore su 24 e 7 giorni su 7

A queste si devono poi aggiungere anche le seguenti condizioni ( valide soltanto per ottenere l'abilitazione al servizio di regolazione secondaria):

- l'unità è equipaggiata con apposito apparato di elaborazione del segnale di livello trasmesso dal Gestore;
- l'unità mette a disposizione del Gestore il telesegnale di stato della regolazione secondaria;

Ed inoltre gli impianti di produzione abilitati alla fornitura del servizio di regolazione secondaria della frequenza-potenza devono rendere disponibile una riserva secondaria di potenza non inferiore a:

- il  $\pm 15\%$  della potenza massima per le UP idroelettriche.

- il maggiore tra  $\pm 10$  MW e il  $\pm 6\%$  della potenza massima per le UP termoelettriche. Nel caso di UP a ciclo combinato il valore della riserva va riferito alla potenza complessiva di tutto l'assetto dell'UP.

La quale, quando richiesta deve poter essere erogata con continuità per almeno 2 ore.

Quindi le UP che partecipano alla regolazione secondaria di frequenza-potenza, devono rendere disponibile una riserva di regolazione totale che è data dalla somma della riserva primaria e di quella secondaria. La riserva secondaria deve essere erogata senza limitazione di gradiente.

Il servizio di riserva secondaria di potenza per ogni unità di produzione consiste in due fasi. Nella prima fase detta di programmazione, devono rendere automaticamente disponibile una semibanda di riserva secondaria. Nella seconda fase detta di esercizio in tempo reale, devono asservire la banda di riserva secondaria ad un dispositivo automatico di regolazione in grado di modulare l'immissione di energia elettrica sulla base del segnale di livello elaborato ed inviato da Terna.

Inoltre Terna per abilitare al servizio di regolazione secondaria, sottopone tutte le UP (sia quelle già abilitate al servizio e sia quelle che chiedano di essere abilitate) ad una prova che serve per verificare che la variazione massima della banda di regolazione secondaria (da 0 al 100% del segnale di livello) avvenga in 200 secondi, invece per la Sardegna e la Sicilia, quest'ultima quando il collegamento con il continente è aperto, il tutto deve avvenire in 100 secondi. L'esito della prova

consente di determinare il valore di banda massima che il titolare dell' UP può offrire al mercato.

#### *4.3.3 Regolazione Terziaria della frequenza*

Il gestore utilizza le risorse per la riserva terziaria di potenza allo scopo di costituire opportuni margini rispetto alla potenza minima o massima nei programmi in esito al Mercato dei servizi del dispacciamento delle unità abilitate. Tali margini, predisposti durante la fase di programmazione o nella fase di gestione in tempo reale, sono eventualmente attivati in tempo reale con l'invio di ordini di dispacciamento, e non per mezzo di meccanismi di regolazione automatica, come nel caso della riserva primaria e secondaria di potenza.

Le unità abilitate al servizio di riserva terziaria di potenza oltre a soddisfare le condizioni dette già in precedenza nel paragrafo della regolazione secondaria, devono rispettare anche altri requisiti aggiuntivi , è cioè devono essere in grado di variare in aumento (decremento) la propria immissione con un gradiente almeno pari a 50 MW/min e devono essere caratterizzate da tempi di cambio assetto in aumento (decremento) inferiori ad 1 ora.

Inoltre le unità di produzione abilitate hanno l'obbligo di presentare le offerte al mercato dei servizi del dispacciamento, in base alle quali possono essere selezionate dal gestore. Le offerte in questione si riferiscono alla riserva terziaria di potenza, le quali si articolano in due modalità "a salire" e "a scendere".

La riserva terziaria di potenza **a salire** consiste nella presenza di margini, nei programmi in esito a MSD, che consentano in tempo reale **l'aumento dell'immissione o la riduzione del prelievo** di energia elettrica da parte di una unità abilitata, nei tempi definiti dal Gestore e di seguito riportati.

La riserva terziaria di potenza **a scendere** consiste nella presenza di margini nei programmi in esito a MSD, che consentano in tempo reale **la riduzione dell'immissione o l'aumento del prelievo** di energia elettrica da parte di una unità abilitata, nei tempi definiti dal Gestore e di seguito riportati.

Tale servizio può essere fornito da gruppi già sincronizzati con la rete di trasmissione, ma che non si trovino a pieno carico o che erogino la minima potenza, oppure da gruppi che siano in grado di eseguire il parallelo con la rete di trasmissione nei tempi definiti dal gestore.

Il margine complessivo di riserva terziaria di potenza è anche suddiviso nelle seguenti tipologie, caratterizzate principalmente del differente tempo di risposta alla richiesta del gestore:

- **RISERVA PRONTA:** Porzione della riserva terziaria che può essere attivata entro 15 minuti dall'invio della richiesta da parte del gestore, con lo scopo di ripristinare la riserva secondaria.
- **RISERVA DI SOSTITUZIONE:** Porzione della riserva terziaria che può essere attivata entro 60 minuti dall'invio della richiesta, con lo scopo di far fronte alle avarie dei gruppi di produzione la cui durata sia di qualche ora, e di ricostituire la riserva terziaria pronta.

## 4.4 Prescrizioni per la regolazione della frequenza applicate in Spagna:

In Spagna i requisiti per la regolazione della frequenza sono definiti dai “*Procedimientos de operacion*” [12] emanati da “*Red eléctrica de Espana*”.

INFORMAZIONI STATISTICHE (RIFERITE ALL'ANNO 2011*)	
TSO	REE- Red eléctrica de Espana
Mercato elettrico	OMEL
Produzione totale netta	264485 GWh
Consumo totale	254990 GWh
Carico massimo	43 596 MW il 24/01 ore 19:00
Carico minimo	17 989 MW il 24/04 ore 7:00
Potenza totale installata	96904 MW
Coefficiente di partecipazione (Ci)	7,91 %

Tabella 6: Informazioni statistiche della Spagna, riportate nel “MEMO 2011” pubblicato da ENTSO-E

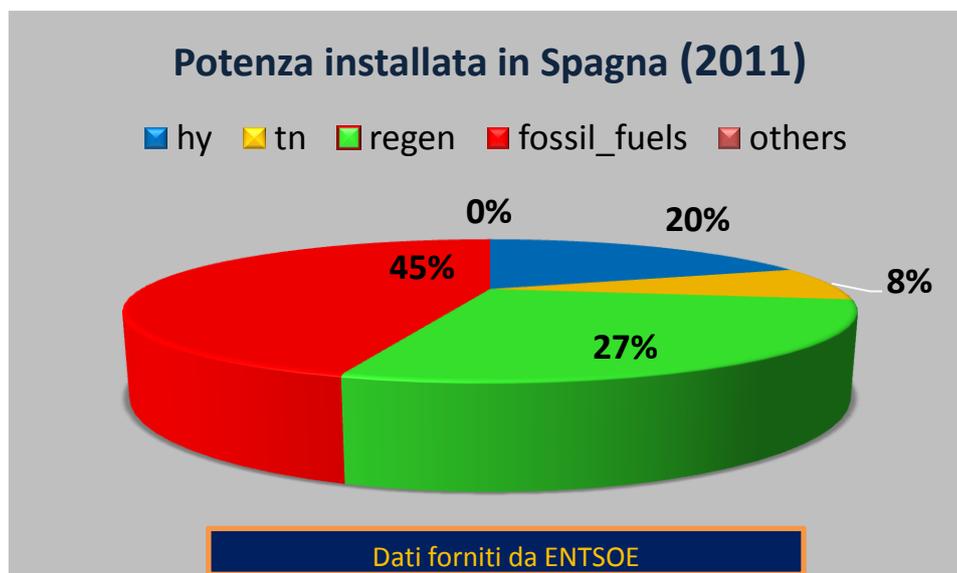


Figura 26: Potenza installata in Spagna nell'anno 2011; dove con *hy* si è indicato impianti di produzione idroelettrici; *tn* nucleare; *regen* fonti rinnovabili; *fossil\_fuels* combustibili fossili; *other* altri.

#### *4.4.1 Regolazione Primaria della frequenza*

La regolazione primaria è definita come un servizio complementare di carattere obbligatorio e **non retribuito** che deve essere fornito da tutte le unità produttive connesse in rete [13].

Qualora per un gruppo di produzione, non sia tecnicamente possibile effettuarla questo sarà tenuto ad acquistare tale servizio presso un altro produttore.

Ogni anno il TSO stabilisce la quantità di riserva di regolazione primaria per il sistema elettrico spagnolo, seguendo le raccomandazioni dell'UCTE in tal senso.

In ogni caso le unità di produzione devono essere dotate di un sistema di regolazione il cui statismo permetta di variare la propria potenza almeno del  $\pm 1,5\%$  della potenza efficiente.

A fronte di un errore di frequenza di 100 mHz, la potenza richiesta deve essere erogata entro 15 secondi, con un errore compreso tra 100 e 200 mHz, tutta la potenza deve essere erogata in un intervallo di tempo variabile linearmente tra 15 e 30 secondi.

È ammessa una insensibilità del regolatore non superiore a  $\pm 10$  mHz, senza nessuna banda morta intenzionale.

#### 4.4.2 *Regolazione Secondaria della frequenza*

La regolazione secondaria della frequenza in Spagna è un servizio ausiliario di carattere facoltativo e retribuito [14].

Presenta una struttura di tipo gerarchico, dove esiste un regolatore principale che invia dei segnali di controllo a dei regolatori che a loro volta controlleranno delle unità di produzione collegate a ciascuno di essi.

Il ruolo del regolatore principale è svolto dal RCP (*“Regulación Compartida Peninsular”*), coordinato e controllato dall’ Operatore di Sistema. Il RCP si trova nel *“Centro de Control Eléctrico”* (*“CECOEL”*), ed è previsto un secondo regolatore principale di riserva, localizzato *“Centro de Control de Respaldo”* (*“CECORE”*) di Tres Cantos (Madrid), pronto ad entrare in funzione in caso di indisponibilità del regolatore principale

I regolatori collegati e controllati dal RCP, sono denominati AGC (*“Sistema de Control Automático de Generación”*), ed ognuno di essi coordina e controlla l’insieme delle unità di produzione della zona di controllo di propria competenza. I regolatori di zona devono essere di tipo integrale o proporzionale – integrale con costante di tempo di 100 secondi.

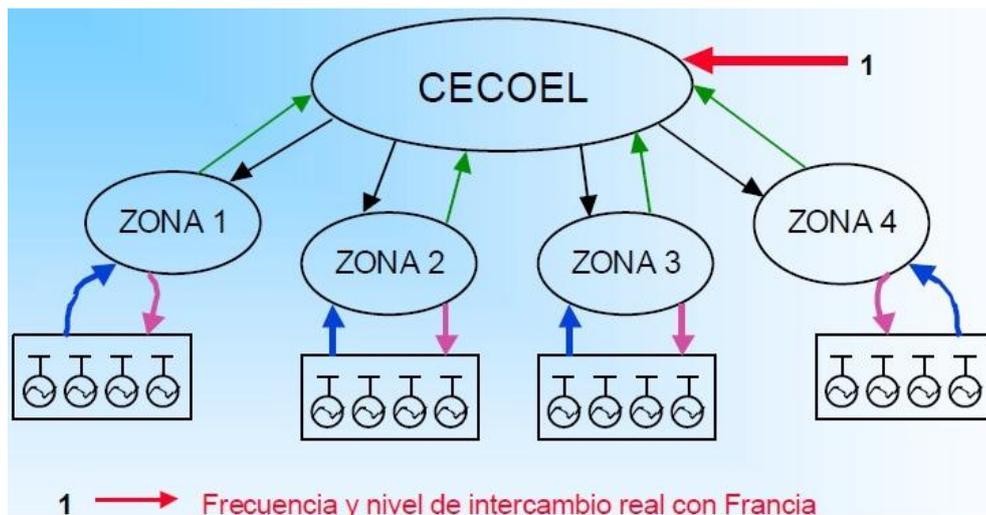


Figura 27: Struttura di tipo gerarchico per la regolazione secondaria della frequenza in Spagna

L'insieme dei gruppi di generazione associati ad un singolo regolatore AGC formano una zona di controllo, le quali sono possono essere create e/o modificate soltanto dall'operatore del sistema. Ciascuna zona di controllo è formata da gruppi di generazioni abilitati al servizio di regolazione secondaria ed oltre a questi ci possono essere anche gruppi non abilitati. Le unità possono essere abilitate al servizio di regolazione secondaria soltanto dall'operatore di sistema e devono soddisfare i seguenti requisiti:

- Possono partecipare al servizio di regolazione secondaria soltanto gruppi di produzione ordinari, le unità di produzione speciali<sup>5</sup> programmabili.
- Appartenenza ad una zona di controllo
- Comunicare all'operatore di sistema le informazioni aggiuntive richieste come previsto nella procedura operativa, che stabilisce lo scambio di

<sup>5</sup> Per impianti di produzione speciali si intendono gli impianti di produzione che utilizzano come fonte primaria le energie rinnovabili, ed gli impianti di cogenerazione

informazioni con l'operatore del sistema ed il loro aggiornamento ogni qualvolta che ci sia una variazione

- Nel caso di impianti di produzione si dovrà presentare l'autorizzazione a partecipare ai servizi facoltativi della rete da parte della Dirección General de Política Energética y Minas
- Verifica della corretta comunicazione tra l'unità in questione, il regolatore AGC della zona di controllo considerata
- Esito positivo a delle prove svolte dall'operatore di sistema sull'unità

La riserva secondaria viene valutata ogni giorno da REE per ciascuna ora del giorno successivo. Nel far ciò utilizza la relazione empirica raccomandata dall'UCTE<sup>6</sup> (riportata precedentemente) per la riserva secondaria a salire, invece per la riserva secondaria a scendere questa sarà compresa tra il 40% ed il 100% di quella a salire considerando l'evoluzione della domanda attesa.

Le unità di produzione abilitate mettono a disposizione del TSO la riserva secondaria tramite un sistema di offerte come specificato nel capitolo successivo.

Nei casi in cui per motivi di sicurezza l'assegnazione della riserva di regolazione secondaria non può essere fatta con criteri economici, allora si applicano i meccanismi di emergenza previsti.

---

<sup>6</sup> Inoltre come visto l'UCTE raccomanda anche che se il valore di riserva secondaria a salire non è sufficiente a coprire la perdita del più grosso gruppo di produzione associato ad un singolo guasto, allora deve essere prevista una sufficiente quota di riserva di regolazione terziaria rapida per far fronte al guasto.

La riserva di regolazione secondaria che spetta a ciascuna zona, per ciascun periodo di programmazione, è data dalla somma algebrica dei valori assegnati alle unità di generazione presenti in quell'area.

#### *4.3.3 Regolazione Terziaria della frequenza*

La regolazione terziaria è un servizio ausiliario del sistema che è gestito e retribuito secondo il meccanismo del mercato [107].

Come è noto ha lo scopo di ricostruire la riserva di regolazione secondaria, è possibile partecipare a questo tipo di regolazione, le unità di produzione ordinarie, le unità di produzione speciali programmabili e le unità di consumo (come centrali idroelettriche di pompaggio), che hanno ricevuto l'abilitazione a questo servizio dall'operatore di sistema.

La quantità di riserva di regolazione terziaria sia in aumento che in diminuzione, viene stabilita e pubblicata dall'operatore di sistema per ogni periodo di programmazione del giorno seguente. La riserva minima di regolazione terziaria a salire, per ciascun periodo di programmazione sarà pari al prodotto della potenza del più grande gruppo di produzione per il 2% della domanda prevista in ogni ora. Mentre la riserva terziaria a scendere sarà compresa tra il 40% ed il 100% della riserva a salire a seconda delle condizioni operative.

Tutta la riserva terziaria richiesta deve poter essere erogata entro 15 minuti dalla ricezione della notifica e deve poter essere mantenuta per almeno due ore consecutive.

Gli impianti di produzione o le unità di consumo di pompaggio, al fine di ottenere l'abilitazione al servizio di regolazione terziaria della frequenza, da parte dell'operatore di sistema devono soddisfare i seguenti requisiti:

- Iscrizione nella sessione RAIPEE corrispondente
- Domanda di partecipazione alla regolazione terziaria
- Integrazione dell'unità in un centro di controllo
- Fornire all'operatore di sistema le informazioni supplementari necessarie per richiedere questo servizio
- Nel caso di impianti di produzione speciali programmabili, si dovrà presentare l'autorizzazione a partecipare ai servizi facoltativi della rete da parte della Dirección General de Política Energética y Minas

## 4.5 Prescrizioni per la regolazione della frequenza applicate in Francia:

La gestione della rete di trasmissione francese è affidata a RTE EDF Transport. Parte delle prescrizioni riguardanti i servizi di regolazione si trovano nei documenti “*Documentation technique de reference (DTR)*” [15] e “*Mémento de la Sureté du Système Electrique*” [16].

INFORMAZIONI STATISTICHE (RIFERITE ALL'ANNO 2011*)	
TSO	RTE EDF Transport S.A.
Mercato elettrico	Powernext
Produzione totale netta	541908 GWh
Consumo totale	478199 GWh
Carico massimo	91720 MW il 04/01 ore 19:00
Carico minimo	31268 MW il 07/08 ore 7:00
Potenza totale installata	126462 MW
Coefficiente di partecipazione (Ci)	16,20 %

Tabella 7: Informazioni statistiche della Francia, riportate nel “MEMO 2011” pubblicato da ENTSO-E

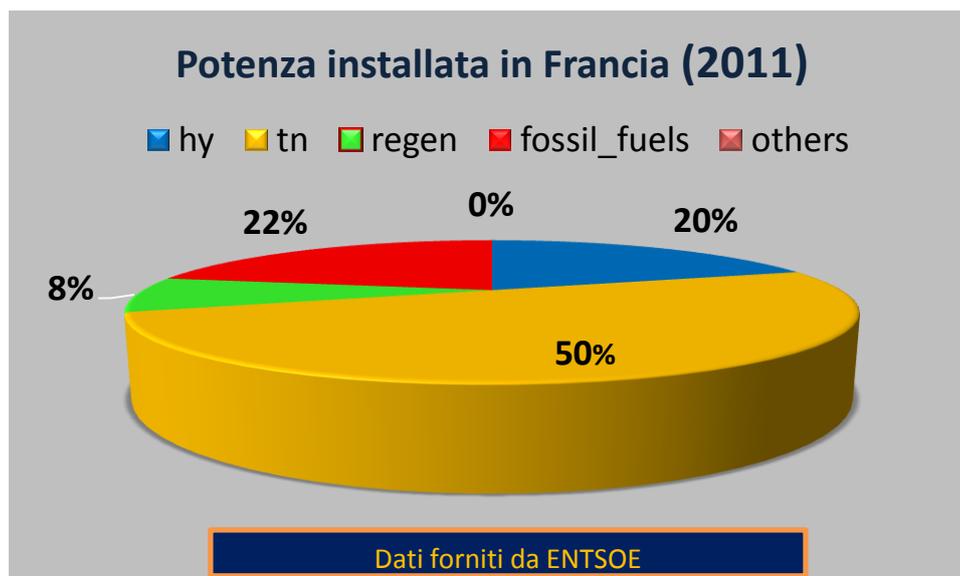


Figura 28: Potenza installata in Francia nell’anno 2011; dove con *hy* si è indicato impianti di produzione idroelettrici; *tn* nucleare; *regen* fonti rinnovabili; *fossil\_fuels* combustibili fossili; *other* altri.

Per quanto riguarda la regolazione della frequenza, è richiesta, come requisito di connessione, la capacità di operare in un intervallo di frequenze tra 47 Hz e 52 Hz.

#### *4.5.1 Regolazione Primaria della frequenza*

La regolazione primaria è obbligatoria per tutte le installazioni di produzione (inteso come unità di produzione) di potenza superiore a 40 MW. Non sono soggette alla regolazione della frequenza gli impianti di produzione che utilizzano come fonti primarie la cosiddetta “*énergie fatale*” che sarebbe una “quantità di energia inevitabilmente presente o intrappolata in alcuni processi, che a volte, o almeno in parte, possono essere recuperati”. Rientrano in questa categoria gli impianti di cogenerazione e le fonti rinnovabili non programmabili.

Tutte le installazioni di produzione abilitate alla regolazione primaria, a fronte di un abbassamento della frequenza, devono mettere a disposizione di RTE , una riserva di potenza attiva, detta riserva primaria , almeno uguale al 2,5% della potenza massima.

Nel caso in cui invece la frequenza è superiore al valore nominale, allora i gruppi che partecipano alla regolazione primaria, devono essere in grado di ridurre la propria potenza, per raggiungere qualsiasi punto operativo compreso, tra il potenza di minimo tecnico e la potenza massima.

Le unità di produzione devono quindi essere dotate di un regolatore primario, capace di modificare la loro potenza attiva a seconda della variazione della frequenza di rete, in conformità alla seguente legge:

$$P_j - P_{cj} = -K_j * (f - f_0)$$

Dove  $P_j$  è la potenza fornita dal gruppo j-esimo a seguito della variazione della frequenza in MW,  $P_{cj}$  è la potenza fornita dal gruppo j-esimo a frequenza nominale espressa in MW,  $f$  è la frequenza della rete,  $f_0$  è la frequenza nominale (50 Hz),  $K_j$  è l'energia regolante del gruppo j-esimo in MW/Hz.

L'energia regolante è determinata in accordo con RTE, è può essere variata in funzione delle condizioni operative del sistema elettrico. In ogni caso deve essere minore del 66% ( $P_{max}/Hz$ ) in modo da non pregiudicare il funzionamento dell'impianto, è deve essere maggiore al 12,5% ( $P_{max}/Hz$ ) per garantire la completa liberazione della riserva per qualsiasi deviazione di frequenza superiore a 200 mHz.

Nel caso in cui l'unità di produzione è costituita da più gruppi di generazione, allora è responsabilità del produttore suddividere la riserva primaria tra i vari gruppi.

Inoltre è previsto che il servizio di regolazione primaria della frequenza, deve poter essere svolto dalle unità di produzione idonee, a partire da qualsiasi punto operativo compreso tra la potenza di minimo tecnico e la potenza massima, in cui esse si possono trovare a lavorare.

A fronte di un errore di frequenza inferiore a  $\pm 200$  mHz, metà della riserva primaria richiesta deve essere erogata in 15 secondi, mentre la totalità della potenza richiesta deve essere erogata in non più di 30 secondi.

Tutta la banda di regolazione deve essere erogata a fronte di un errore di frequenza di 200 mHz. Ed inoltre la riserva primaria richiesta deve essere erogata dalle varie unità di produzione per almeno 15 minuti.

È ammessa una insensibilità del regolatore non superiore a  $\pm 10$  mHz.

#### 4.5.2 *Regolazione Secondaria della frequenza*

Tutte le unità di produzione di potenza uguale o superiore a 120 MW devono partecipare alla regolazione secondaria della frequenza.

I gruppi di produzione devono mettere a disposizione una riserva di potenza per la regolazione secondaria, pari almeno a  $\pm 4,5$  % della potenza massima.

Quindi la semibanda di regolazione secondaria deve essere aggiunta a quella della regolazione primaria, per una riserva totale che sia almeno pari al 7% della potenza massima.

Inoltre i gruppi abilitati al servizio, devono essere in grado di ricevere il segnale di regolazione secondaria detto *segnale di teleregolazione*, ed indicato col simbolo  $N_{RSFP}$ , trasmesso dal centro nazionale di controllo dell'operatore di sistema (RTE), il quale è compreso tra 1 e -1. A fronte di questo segnale i vari gruppi varieranno la propria potenza secondo la relazione qui di seguito riportata:

$$P_{cj} = P_{c0j} + N_{RSFP} * pr_j$$

Dove  $P_{cj}$  sarebbe la potenza che deve fornire il gruppo j-esimo in seguito al segnale inviato dal regolatore secondario in MW,  $P_{c0j}$  è la potenza che il gruppo j-esimo stava erogando espressa in MW,  $pr_j$  sarebbe la partecipazione del gruppo j-esimo alla regolazione secondaria frequenza-potenza in MW.

Tenendo conto anche della regolazione primaria, la legge da impostare per i gruppi che partecipano sia alla regolazione primaria che secondaria, sarà dunque:

$$P_j = P_{c0j} + N_{RSFP} * pr_j - K_j * (f - f_0)$$

Quindi le unità di produzione abilitate devono erogare la riserva secondaria per la quale sono state selezionate proporzionalmente al segnale normalizzato proveniente dal dispacciatore, senza alcuna limitazione di gradiente. In funzionamento normale il tempo minimo di variazione tra il valore -1 e +1 è di 800 secondi. In caso di emergenza, tale tempo può essere ridotto a 133 secondi.

Inoltre è previsto che anche il servizio di regolazione secondaria della frequenza, deve poter essere svolto dalle unità di produzione idonee, a partire da qualsiasi punto operativo compreso tra la potenza di minimo tecnico e la potenza massima, in cui esse si possono trovare a lavorare.

La riserva secondaria di potenza, necessaria per la Francia, viene calcolata dall'operatore di sistema francese RTE ogni mezzora, secondo i seguenti criteri:

- Il volume minimo è pari a 500 MW
- Nei periodi di basso gradiente della domanda ( gradiente inferiore  $G < 6000$  MW per  $\frac{1}{2}$  ora oppure 200 MW/min) il volume della riserva secondaria viene valutato seguendo l'espressione empirica prevista nell' Operation Handbook del UCTE:

$$\sqrt{10 * D + 22500} - 150$$

- Dove D sarebbe la domanda di carico ( consumi francesi più gli scambi alla frontiera) espresso in MW.

- Nei periodi di alto gradiente della domanda (  $G > 6000$  MW per  $\frac{1}{2}$  ora o 200 MW/min), il volume della riserva secondaria sarà pari a  $G/6$  ( dove  $G$  è espresso in MW per  $\frac{1}{2}$  ora)

### *4.5.3 Regolazione Terziaria della frequenza*

La regolazione terziaria della frequenza a differenza delle precedenti che sono automatiche, è di tipo manuale. Dove dai centri di controllo del RTE vengono effettuate delle telefonate verso i centri di controllo che devono partecipare a questo tipo di regolazione.

Si distinguono due tipologie di riserva terziaria che sono:

- Riserva terziaria a 15 minuti: Tale riserva deve essere erogata entro in 15 minuti dalla ricezione della notifica, che è pari a circa 1000 MW
- Riserva terziaria a 30 minuti: Tale riserva deve essere erogata entro in 30 minuti dalla ricezione della notifica, che è pari a circa 500 MW

## 4.6 Prescrizioni per la regolazione della frequenza applicate in Germania:

La Germania è caratterizzata dalla presenza di quattro operatori di sistema differenti.

INFORMAZIONI STATISTICHE (RIFERITE ALL'ANNO 2011*)	
TSO	EnBW Transportnetze
	TenneT TSO GmbH
	Amprion GmbH
	50Hertz Transmission GmbH
Mercato elettrico	EEX
Produzione totale netta	557890 GWh
Consumo totale	544267 GWh
Carico massimo	83990 MW il 07/12 ore 18:00
Carico minimo	35597 MW il 13/06 ore 04:00
Potenza totale installata	145019 MW
Coefficiente di partecipazione (Ci)	16,68 %

Tabella 8: Informazioni statistiche della Germania, riportate nel “MEMO 2011” pubblicato da ENTSO-E

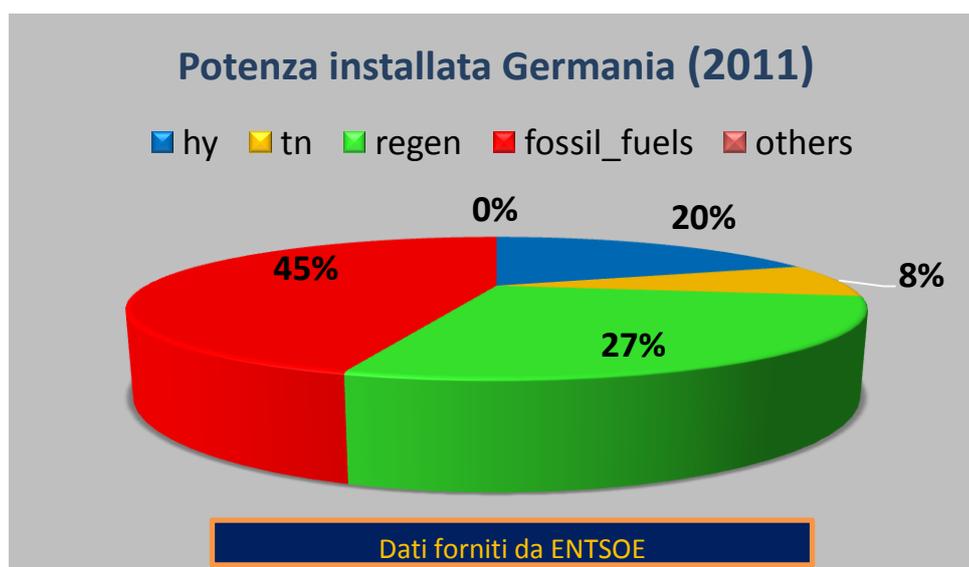


Figura 29: Potenza installata in Germania nell'anno 2011; ; dove con hy si è indicato impianti di produzione idroelettrici; tn nucleare; regen fonti rinnovabili; fossil\_fuels combustibili fossili; other altri.

Ciascun TSO è responsabile della gestione della rete di trasmissione in una determinata area geografica del territorio tedesco, come si può notare dalla figura seguente. Tali aree costituiscono quattro aree di controllo indipendenti ai fini della gestione di rete.



Figura 30: Aree di controllo in cui operano i quattro TSO tedeschi

I TSO tedeschi hanno però sviluppato un codice di rete comune, il *“Transmission Code, Network and System Rules of the German Transmission System Operators”* [17], che regola i rapporti tra i diversi attori del sistema, i requisiti di connessione, le procedure operative e i rapporti economici.

I requisiti di connessione inerenti alla regolazione della frequenza sono i seguenti:

- Capacità di operare in un intervallo di frequenze compreso tra 47,5 Hz e 51,5 Hz;
- Capacità di effettuare la manovra di Load Rejection al di fuori del sopracitato intervallo di frequenza, e seguente ritorno in parallelo con frequenza tra 48,5 Hz e 51,5 Hz;
- Capacità di erogare la regolazione primaria, secondaria e terziaria come specificato nei seguenti sottoparagrafi.

#### *4.6.1 Regolazione Primaria della frequenza*

Ogni unità di generazione di potenza uguale o superiore a 100 MW deve essere in grado di partecipare alla regolazione primaria della frequenza (indicata anche con la sigla "PRL"). Tale obbligo non è valido per le unità di produzione che utilizzano le fonti rinnovabili [18].

Mentre per quanto riguarda le unità di produzione aventi potenza nominale inferiore a 100 MW, non hanno l'obbligo a partecipare a tale regolazione, ma vi possono partecipare in accordo con il TSO.

Le unità di produzione che partecipano alla regolazione primaria devono mettere a disposizione una banda di regolazione primaria pari almeno al 2% della potenza nominale.

Il grado di statismo o la caratteristica frequenza potenza deve essere regolabile in funzione delle specifiche del TSO.

A fronte di un errore di frequenza di 200 mHz, l'intera riserva primaria deve essere erogata entro 30 secondi; il nuovo valore di potenza deve essere erogato con continuità per almeno 15 minuti. In ogni caso deve essere garantito un gradiente che sia almeno del 1%/min della potenza nominale.

Inoltre è ammessa una insensibilità del regolatore non superiore a  $\pm 10$  mHz , mentre la banda morta intenzionale può essere concordata con il TSO.

Le unità di produzione che non partecipano alla regolazione primaria, devono comunque ridurre la loro potenza prodotta a fronte di una frequenza superiore a 50,2 Hz. Queste unità partecipano con uno statismo compreso nell'intervallo tra 4 e 8% nella riduzione del surplus di potenza.

#### *4.6.2 Regolazione Secondaria della frequenza*

La regolazione secondaria (indicata anche con la sigla "SRL") è un servizio ausiliario facoltativo e retribuito. Si adotta uno schema pluralistico dove ciascun TSO effettua la regolazione secondaria nella propria area.

Per poter partecipare a tale servizio, gli impianti di produzione devono essere sottoposti a delle prove richieste dal TSO (questa è detta procedura di prequalifica) in base alle quali si verifica se l'impianto è idoneo a partecipare al servizio richiesto

ed eventualmente in che misura, cioè si stabiliscono i requisiti con i quali partecipa[19].

La banda di regolazione secondaria deve essere di almeno  $\pm 10$  MW.

La variazione di potenza deve essere di almeno 2%/sec della potenza nominale per gli impianti idroelettrici e del 2 %/min per gli altri impianti.

I requisiti in termini di banda disponibile, gradiente di variazione, mantenimento della potenza e disponibilità del servizio per ciascun impianto, sono definiti contrattualmente dal TSO in base agli esiti ottenuti dalle prove di prequalifica.

#### *4.6.3 Regolazione Terziaria della frequenza*

La regolazione terziaria, anche detta riserva a minuti (“Minutenreserveleistung” in breve “MRL”) è un servizio ausiliario facoltativo e retribuito. Anche in questo caso, per poter partecipare a tale servizio, gli impianti devono soddisfare i requisiti minimi richiesti dai TSO [20].

La variazione di potenza richiesta, deve essere completata entro 15 minuti dalla ricezione della richiesta.

I requisiti in termini di banda disponibile, gradiente di variazione, mantenimento della potenza e disponibilità del servizio sono definiti contrattualmente dal TSO.

Nell'allegato A1 sono riportati tutti i gruppi che partecipano alle regolazioni della frequenza in Germania.

# 5 MODALITA' DI ACCESSO E REMUNERAZIONE DEL SERVIZIO DI REGOLAZIONE DELLA FREQUENZA

## 5.1 Generalità

Nei seguenti paragrafi saranno illustrate le metodologie generali con cui un TSO solitamente si approvvigiona dei servizi di regolazione della frequenza di cui necessita, le varie componenti di remunerazione e le modalità con cui vengono liquidati questi servizi.

Successivamente si passerà ad analizzare gli strumenti a disposizione degli operatori del sistema di trasmissione in Italia, Spagna, Francia e Germania.

### *5.1.1 Modalità di accesso al servizio per la regolazione della frequenza:*

Nel contesto liberalizzato, le modalità con cui i TSO (Transmission System Operator) possono accedere ai servizi ausiliari sono essenzialmente quattro [21]:

- Fornitura obbligatoria
- Contratti bilaterali
- Gare d'appalto
- Mercati dei servizi ausiliari

Ognuna di queste presenta vantaggi e svantaggi.

Ad esempio con la fornitura obbligatoria, il TSO impone ai gestori degli impianti di produzione collegati alla rete, la fornitura dei servizi ausiliari. Però questa modalità può presentare degli svantaggi in quanto, si potrebbe verificare che il volume delle riserve così ottenute, sia superiore a quelle effettivamente necessarie ed in secondo luogo non necessariamente riduce i costi, in quanto i fornitori a basso costo sono trattati allo stesso modo di quelli più costosi.

Mentre i contratti bilaterali permettono al TSO di negoziare la quantità, il prezzo e la qualità di questi servizi. Quindi il TSO ha il vantaggio di poter acquistare soltanto il volume dei servizi di cui necessita ed ha la possibilità di trattare con i fornitori più economici. D'altra parte però, ha lo svantaggio che questa modalità è poco trasparente, in quanto solitamente i termini delle trattazioni non sono noti, la negoziazione può essere lunga e complessa ed inoltre questi contratti in genere hanno lunga durata, è questo inevitabilmente pregiudica una delle due parti.

Per quanto riguarda invece le gare d'appalto e i mercati dei servizi, rispetto alle precedenti modalità con cui un TSO si può approvvigionare dei servizi ausiliari, offrono maggiore trasparenza e migliorano la concorrenza tra i diversi fornitori, però presentano lo svantaggio di avere elevati costi di gestione.

### *5.1.2 Strutture Retributive dei servizi ausiliari:*

La remunerazione dei servizi ausiliari può combinare diverse componenti:

- Remunerazione per la disponibilità al servizio
- Remunerazione per l'utilizzazione
- Remunerazione per frequenza di utilizzazione
- Costo opportunità

La remunerazione per la disponibilità al servizio prevede di retribuire i fornitori per la riserva di potenza che loro mettono a disposizione del TSO, e serve perlopiù a coprire i costi fissi che il fornitore deve sostenere per garantire quel livello di riserva che gli viene richiesto.

Invece con la retribuzione per l'utilizzo, il fornitore viene retribuito per l'energia che questo fornisce al TSO.

Nelle nazioni prese in esame in questa indagine, vengono utilizzate perlopiù queste due componenti di retribuzione.

Mentre la remunerazione per frequenza di utilizzazione si basa sul numero delle volte che quel fornitore viene chiamato in causa in un certo periodo. Viene utilizzato nel Regno Unito e Nuova Zelanda per la riserva primaria (in aggiunta alle altre componenti di retribuzione suddette per il Regno Unito, mentre in Nuova Zelanda oltre a questa, è prevista sempre per la riserva primaria anche la Remunerazione per la disponibilità al servizio ).

Il costo di opportunità rappresenta invece il profitto che il fornitore realizzerebbe se vendesse altri prodotti (per esempio, energia) invece di assicurare il servizio in questione. Viene utilizzato per lo più negli Stati Uniti (PJM) per la riserva secondaria.

### *5.1.3 Metodi di remunerazione dei servizi ausiliari:*

In genere i servizi ausiliari ( è quindi anche il servizio di regolazione della frequenza) possono essere non retribuiti o pagati secondo una delle seguenti modalità:

- Pay as bid
- Prezzo marginale
- Prezzo regolato

Ovviamente il fatto di non retribuire questi servizi al fornitore, può essere conveniente per il TSO, ma il fornitore in questione sicuramente applicherà questi costi su altre componenti come ad esempio sul prezzo dell'energia venduta.

Con il pay as bid il fornitore viene retribuito in base al prezzo offerto, questa metodologia è particolarmente adatta quando la qualità dei servizi ausiliari offerti è altamente differenziata e tali offerte non sono quindi facilmente comparabili.

Con il prezzo marginale invece i fornitori sono pagati al prezzo dell'offerta più costosa accettata o la meno costosa rifiutata. Questa forma di prezzo dà incentivi reali a fornitori per offrire il loro costo marginale. D'altra parte, non è adatto a prodotti differenziati perché tutte le offerte devono essere comparabili.

La modalità di pagamento a prezzo regolato prevede che il servizio viene retribuito tramite un prezzo fisso e uguale per tutti i fornitori che è stabilito dal legislatore o dal TSO. Questa modalità non risulta conveniente quando il costo effettivo che i fornitori devono sostenere, cambia nel tempo o dipende dalle circostanze.

## **5.2 Remunerazione per il servizio di regolazione della frequenza previsto in Italia**

### *5.2.1 Remunerazione per il servizio di regolazione primaria*

Il servizio di regolazione primaria in Italia è obbligatorio per tutti i gruppi idonei e non è previsto nessun compenso per la fornitura di riserva ma soltanto per l'energia effettivamente erogata ed al prezzo in esito nel mercato del giorno prima.

### *5.2.2 Remunerazione per il servizio di regolazione secondaria e terziaria*

Tutti i gruppi idonei al servizio di regolazione secondaria e terziaria sono obbligati a presentare le offerte al "Mercato dei Servizi del Dispacciamento (MSD)" per la potenza non venduta nei mercati dell'energia. Anche gli utilizzatori possono presentare delle offerte in modo del tutto facoltativo sul MSD a gradini di 10 MW.

Del Mercato dei Servizi del Dispacciamento è responsabile il TSO italiano (TERNA), il quale definisce le regole ed ha il compito di selezionare le offerte presentate per risolvere su base previsionale eventuali congestioni in esito dai mercati del giorno prima ed intragiornaliero, per coprire il fabbisogno per le riserve di regolazione secondaria e terziaria e per risolvere in tempo reale le contingenze di sistema.

Tale mercato si svolge in due sessioni. Nella prima sessione, che si tiene subito dopo la chiusura del mercato intragiornaliero (quindi nel giorno che precede quello di programmazione), gli utenti formuleranno le proprie offerte, mentre nella seconda sessione (detto anche mercato di bilanciamento), che si tiene invece nello stesso giorno di programmazione, non è prevista la presentazione di nuove offerte ma soltanto l'eventuale accettazione in sede di bilanciamento delle offerte già presentate nella prima sessione.

Le offerte che possono essere presentate su questo mercato sono di due tipi:

Offerte di vendita:

- Con cui i produttori si rendono disponibili ad aumentare la produzione prevista, vendendola ad un prezzo P+
- Con cui gli utilizzatori che sono disponibili a diminuire l'assorbimento previsto, rivendendo ad un prezzo P+ l'energia già acquistata

### Offerte di acquisto:

- Con cui i produttori si rendono disponibili a ridurre la produzione prevista, riacquistando l'energia ad un prezzo P-
- Con cui i gli utilizzatori che sono disponibili ad aumentare l'assorbimento previsto pagando un prezzo P- per l'energia in più

Le offerte di acquisto sono ordinate in modo crescente, mentre quelle di vendita in modo decrescente. Il pagamento su questo mercato è del tipo pay as bid e si ha solo in caso di movimentazione.

Di conseguenza per il servizio di regolazione secondaria e terziaria gli offerenti di questi servizi non sono retribuiti per la riserva fornita, ma solamente per l'energia effettivamente movimentata.

L'energia di regolazione secondaria erogata in risposta al segnale di comando del regolatore secondario viene pagata al prezzo stabilito nel mercato principale, mentre per l'energia di regolazione terziaria, erogata su chiamata da parte del TSO, viene pagata in base al prezzo offerto sul MSD (pay as bid).

## 5.3 Remunerazione per il servizio di regolazione della frequenza previsto in Spagna:

### 5.3.1 Remunerazione per il servizio di regolazione primaria

In Spagna, il servizio di regolazione primaria è obbligatorio e non è previsto alcun compenso.

### 5.3.2 Remunerazione per il servizio di regolazione secondaria

Per quanto riguarda la regolazione secondaria, esiste un mercato “Mercato dei servizi complementari (detto anche Mercados de SSCC)” che è gestito dal TSO spagnolo (*RED ELECTRICA DE ESPAÑA*, in breve REE) e si occupa della gestione della riserva di potenza secondaria e terziaria.

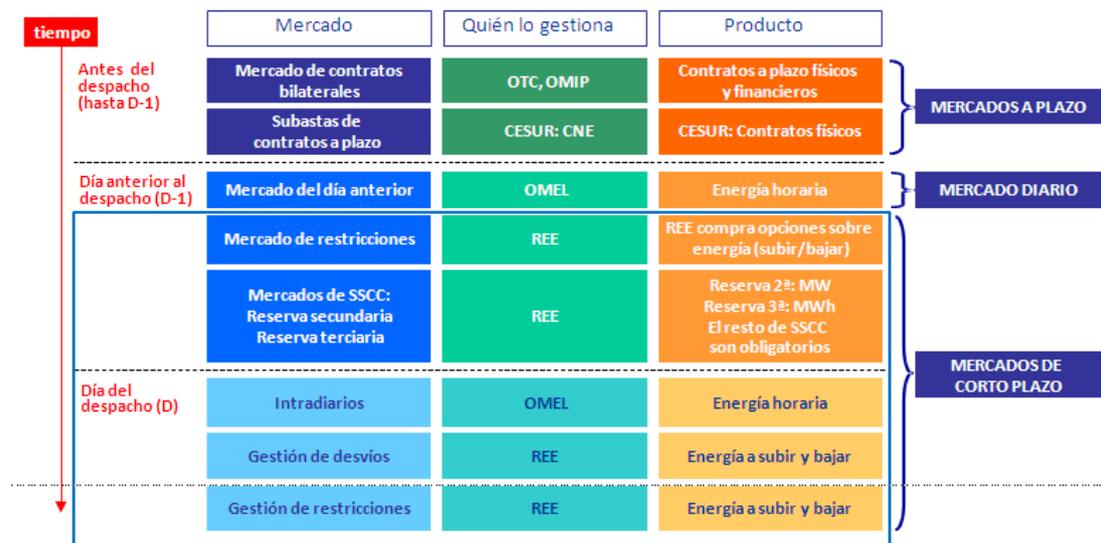


Figura 31: Sequenza temporale dei mercati che fanno parte del mercato elettrico della penisola Iberica (MIBEL).

I criteri con cui REE gestisce tale mercato sono descritti nel “Procedimentos de operacion”[106].

Ogni giorno, REE comunica agli attori del mercato la riserva globale di regolazione secondaria per garantire l’affidabilità del sistema per ogni periodo di programmazione del giorno successivo, in funzione dell’evoluzione temporale della domanda, delle caratteristiche dei gruppi connessi in rete e dati statistici. Inoltre, stabilisce anche la relazione tra la riserva di potenza a salire e a scendere per ciascuna zona di regolazione, (rispettivamente indicate come  $RSSUB_h$  e  $RSBAJ_h$ , espressi in MW, ed il pedice h indica il periodo di programmazione corrispondente), ed il valore massimo e minimo della banda di regolazione per ogni offerta (indicati come  $RSBAN_{max}$  e  $RSBAN_{min}$  entrambi espressi in MW).

Quindi dalle 14 del giorno D-1 si apre il mercato della riserva secondaria e fino alle 16 i produttori possono presentare le proprie offerte.

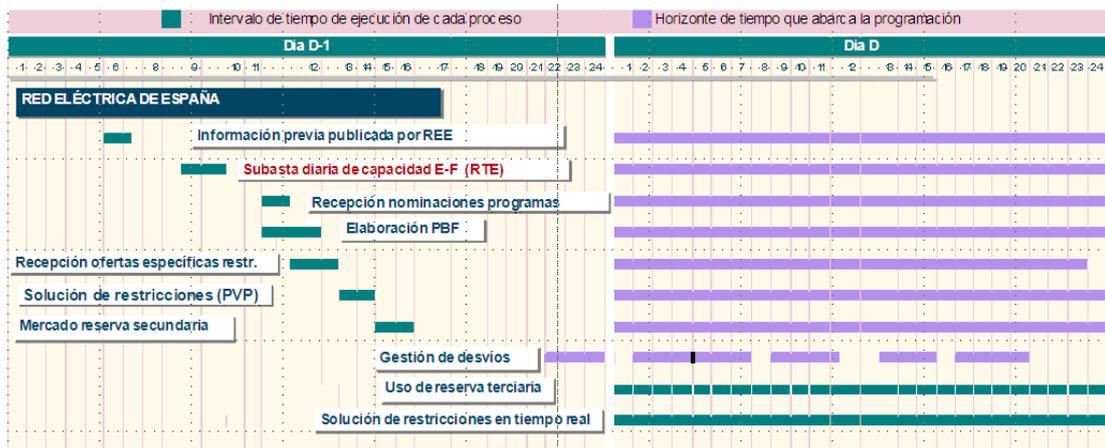


Figura 32: Sequenza di esecuzione e orizzonte di applicazione dei principali mercati gestiti dall’Operatore di sistema indipendente (ISO). Fonte REE

I produttori potranno presentare le offerte su tale mercato, soltanto se i propri impianti sono stati precedentemente abilitati a tale servizio dall'operatore di sistema e se fanno parte di una zona di regolazione. Le offerte che potranno presentare per ogni unità di produzione, dovranno contenere le seguenti informazioni:

- Offerta di variazione di potenza a salire (  $RNS_{subirh}$  espressa in MW)
- Offerta di variazione di potenza a scendere (  $RNS_{bajar}$  in MW)
- Prezzo della Banda di regolazione offerta (  $Psbandah$  in €/MW)
- Opzione di indivisibilità dell'offerta (se vengono presentate più offerte per lo stesso gruppo, l'opzione di indivisibilità è autorizzata per una sola di queste)

Inoltre è previsto che le offerte devono rispettare il prezzo massimo stabilito dall'autorità competente in materia di energia elettrica, e che la somma della riserva a salire e a scendere di una offerta (  $RNS_{subirh} + RNS_{bajar}$  ) deve essere compresa tra il valore massimo e minimo della banda di regolazione per ogni offerta stabilito dal TSO (  $RSBAN_{max}$  e  $RSBAN_{min}$  ).

Conclusa la sessione del mercato della riserva secondaria, il TSO procederà all'assegnazione della riserva. Le offerte sono selezionate con il criterio del minimo costo e si verificherà che per ciascuna zona sia rispettato il rapporto tra la riserva a salire e a scendere (  $RSB_h = RSSUB_h / RSBAJ_h$  ) in ciascun periodo di programmazione. Il processo di assegnazione delle offerte, terminerà quando la somma delle riserve a salire e di quella a scendere assegnate saranno comprese nell'intervallo del  $\pm 10\%$

dei valori di riserva a salire e a scendere stabiliti dal TSO per quel periodo di programmazione:

$$1,1 * RSSUB_h > \sum R_{subir_{nh}} > 0,9 * RSSUB_h$$
$$1,1 * RSBAJ_h > \sum R_{bajar_{nh}} > 0,9 * RSBAJ_h$$

Dove con il pedice n si indica il blocco d'offerta selezionato, mentre il pedice h indica il periodo di programmazione a cui l'offerta è riferita.

Nel caso in cui vi siano più offerte con costi uguali al costo marginale, si procederà alla ripartizione della banda assegnata proporzionalmente a quella offerta. Inoltre se un'offerta produce congestioni questa verrà eliminata. La riserva totale assegnata a ciascuna zona di regolazione corrisponderà alla somma totale di tutta la riserva assegnata alle unità di generazione presenti in quella zona. Successivamente REE comunicherà i risultati scaturiti dal mercato ai gestori degli impianti ed ai responsabili di ciascuna zona di regolazione, ed anche il coefficiente di partecipazione alla riserva secondaria per ciascuna zona di regolazione e per ogni periodo di programmazione derivanti dal mercato di regolazione secondaria.

Per tale servizio oltre alla banda di potenza viene remunerata anche l'energia effettivamente utilizzata. La banda di potenza messa a disposizione viene retribuita al prezzo marginale per ciascun periodo di programmazione.

Mentre l'energia di regolazione secondaria effettivamente fornita è valutata al prezzo marginale dell'energia di regolazione terziaria in aumento o in diminuzione che interviene in sua sostituzione.

Il costo della potenza resa viene distribuito su tutti i consumatori proporzionalmente al consumo di energia, mentre i sovraccosti derivanti dall'energia in aumento o in diminuzione, effettivamente assorbita nel sistema, sono a carico di tutti gli agenti del mercato che non hanno rispettato la programmazione in proporzione agli scostamenti conseguiti.

### *5.3.3 Remunerazione per il servizio di regolazione terziaria*

Anche per la regolazione terziaria il TSO spagnolo stabilisce per ogni periodo di programmazione il valore della riserva di regolazione terziaria.

Il mercato della riserva terziaria si chiude alle 23 del giorno precedente a quello di programmazione, ed entro tale termine i responsabili degli impianti di produzione e delle unità di consumo (per lo più unità di pompaggio), abilitati a tale servizio (sono abilitati tutti gli impianti che sono in grado di variare la propria potenza in meno di quindici minuti e sono in grado di fornire tale potenza per almeno due ore), sono OBBLIGATI a presentare un' offerta per tutta la riserva di regolazione terziaria disponibile (quindi non contratta in altri mercati o servizi), sia a salire che a scendere, per ciascun periodo di programmazione del giorno seguente, queste offerte presenteranno le seguenti informazioni:

- Potenza disponibile in aumento (MW)
- Potenza disponibile in diminuzione (MW)
- Prezzo dell'energia a salire (€/MWh)
- Prezzo di riacquisto dell'energia a scendere (€/MWh)

Anche in questo caso, le offerte dovranno rispettare il prezzo massimo stabilito e pubblicato dall'autorità competente in materia di energia elettrica.

I titolari degli impianti inoltre potranno aggiornare le proprie offerte di regolazione terziaria fino a 35 minuti prima del periodo di programmazione, nel caso in cui si sia verificata una delle seguenti condizioni:

- Indisponibilità dell'unità di produzione o di consumo
- Utilizzazione della riserva terziaria nel mercato Intragornaliero o nel mercato di gestione delle deviazioni (mercado de gestión de desvíos), o per la banda di regolazione secondaria
- Altre cause

Quindi REE provvederà a ordinare le offerte ricevute, rispettivamente in modo crescente le offerte di riserva a salire ed in modo decrescente quelle a scendere, e selezionerà le offerte necessarie per coprire la riserva terziaria, con il criterio del minimo costo.

Nel caso in cui un'offerta produce delle congestioni, questa verrà eliminata. Per uno stesso periodo di programmazione ci possono essere anche più sessioni di

assegnazione della riserva di regolazione terziaria da parte del TSO, ma per ciascun periodo di programmazione ci sarà un unico prezzo marginale per la riserva a salire ed un solo prezzo marginale per la riserva a scendere.

Per il servizio di regolazione terziaria, a differenza di quello per la regolazione secondaria, viene remunerata soltanto l'energia effettivamente utilizzata ed al prezzo marginale previsto per quel periodo di programmazione e a seconda che si tratti di energia a salire o a scendere.

## **5.4 Remunerazione per il servizio di regolazione della frequenza previsto in Francia:**

Come previsto dall'articolo 15-III della legge 2000-108 del 10 febbraio 2000, relativa alla modernizzazione e allo sviluppo del servizio pubblico di energia elettrica, il gestore della rete di trasmissione francese (RTE) deve garantire la disponibilità e l'attuazione dei servizi ausiliari necessari per il funzionamento della rete.

A tal fine RTE negozia liberamente con i produttori ed i fornitori le quantità di tali servizi di cui necessita, secondo procedure trasparenti e non discriminatorie, facendo riferimento a consultazioni pubbliche o attraverso mercati organizzati in tal senso. Attraverso la tariffa per l'utilizzazione della rete pubblica vengono coperti

i costi sostenuti dal gestore e sono compresi anche i costi per la formazione delle riserve operative e per servizio di Bilanciamento.

Nei paragrafi a seguire vengono descritte le modalità con cui RTE si procura la riserva primaria, secondaria e terziaria e come vengono retribuiti i fornitori

#### *5.4.1 Remunerazione per il servizio di regolazione primaria e secondaria*

RTE costituisce le riserve di regolazione primaria e secondaria della frequenza e frequenza-potenza sulla base delle regole specificate dall'UCTE, e a questi valori di riferimento eventualmente aggiunge giorno per giorno volumi supplementari di riserva per garantire la sicurezza del sistema elettrico francese [23].

Le riserve di regolazione primaria e secondaria sono acquistate da RTE mediante contratti bilaterali stipulati con i fornitori di questi servizi, qui seguito viene riportato quanto previsto in questi contratti.

I volumi necessari per ogni mezz'ora del giorno successivo, cioè quello di programmazione, sono determinati in due fasi denominate rispettivamente prescrizione provvisoria, che è calcolata dividendo il volume totale di cui RTE necessita, tra i diversi "responsabili della produzione"<sup>7</sup> abilitati al servizio in proporzione della produzione che questi provvedono di realizzare, e prescrizione definitiva che deriva da quella provvisoria, dove però come si vedrà più avanti, si

---

<sup>7</sup> I Responsabili della produzione contribuiscono alle regolazioni della frequenza, mettendo a disposizione di RTE la capacità di regolazione di gruppi di produzione che possiedono.

terrà conto dell'eventuale indisponibilità di alcuni responsabili della programmazione, che delegano il proprio contributo ad altri responsabili della programmazione che ne abbiano la disponibilità e che hanno stipulato un contratto con RTE per la fornitura del servizio.

La successione cronologica con cui avviene il tutto è la seguente:

Nel giorno J-1, cioè quello precedente a quello di programmazione:

Alle 10:45 RTE comunica le quantità di riserva primaria e secondaria per ogni mezz'ora del giorno J.

Prima delle 12:30 i responsabili della programmazione indicano a RTE i programmi di produzione previsti per ciascuna ora del giorno successivo.

Successivamente entro le 13 RTE notificherà ai responsabili della programmazione la prescrizione provvisoria per la riserva primaria e secondaria che spetta a ciascuno di essi per il giorno successivo, sottoforma di programma cronologico con cadenza ad ogni mezz'ora espresso in MW.

Dal canto loro prima delle 15.30, i responsabili della produzione comunicheranno all'operatore di sistema eventuali forniture di riserva primaria e/o riserva secondaria che eroga per conto di altri responsabili della programmazione indicando per ogni mezz'ora del giorno J il nome della controparte e le relative quantità.

Tali informazioni saranno utili a RTE per definire la prescrizione definitiva per il servizio di regolazione della frequenza primaria e secondaria per il giorno successivo che invierà ai responsabili della produzione.

A valle di tutto questo, i responsabili della programmazione possono modificare i propri programmi per la fornitura delle riserve in tre finestre:

- La prima finestra si apre alle 22 del giorno J-1 e si chiude alle 5 del giorno J
- La seconda finestra si apre alle 6 e si chiude alle 13 del giorno J
- Infine la terza finestra è compresa tra le 14 e le 21 sempre del giorno J

Anche in questo caso si dovrà comunicare a RTE sia le quantità di riserva che vengono scambiate e tra i responsabili della programmazione e sia le controparti interessate.

Per la remunerazione di questi servizi, è previsto un corrispettivo sia per la capacità di regolazione (ovvero la riserva messa a disposizione) e sia per la quota di energia.

Per quanto riguarda la riserva sia primaria che secondaria, il responsabile della programmazione è remunerato sulla base della sua prescrizione definitiva a titolo di "Contributo alla riserva primaria e secondaria" ad un prezzo di 8,04 € per ogni MW di ciascun periodo di programmazione (che nel caso francese è di mezz'ora).

Invece il compenso per la fornitura di energia di regolazione riguarda soltanto la regolazione secondaria sia a salire che a scendere pagato ad un prezzo forfettario di 9,30 € per MWh dove nel caso di:

- energia a salire sarà RTE a corrispondere tale compenso ai responsabili della programmazione
- energia a scendere saranno i responsabili della programmazione a corrispondere per l'appunto 9,30 € per ogni MWh non prodotto.

I prezzi suddetti sia per la riserva che per l'energia a partire dal 1° Gennaio 2009 vengono rivisti annualmente prendendo in considerazione dei parametri economici.

#### *5.4.2 Remunerazione per il servizio di regolazione terziaria*

Le modalità con cui RTE si approvvigiona della riserva terziaria e le modalità con cui remunera tale servizio, rientrano nelle regole previste per il servizio di bilanciamento anche detto "Mécanisme d'Ajustement" (Meccanismo di Aggiustamento) [24].

Il quale è stato pensato come una gara permanente e trasparente a cui possono partecipare i gestori degli impianti di produzione localizzati sul suolo francese, i consumatori industriali (che sono in grado di variare i propri consumi per almeno 10 MW) connessi alla rete elettrica francese e i gestori di impianti di produzione che si trovano al di fuori dei confini francesi previo accordo con il gestore del sistema di trasmissione francese. Queste figure vengono anche denominati con l'abbreviativo di "EDA" che letteralmente sta per Entité d'Ajustement.

Questi possono presentare due tipi di offerte:

- Offerta a salire: Dove i produttori si impegnano ad aumentare la loro produzione di potenza, mentre i consumatori richiedono meno potenza.
- Offerta a scendere: I produttori formuleranno un' offerta con cui si impegnano a diminuire la produzione di energia elettrica, mentre i consumatori abilitati a presentare offerte sul meccanismo di aggiustamento, si impegnano ad assorbire più potenza di quella prevista a programma.

Ciascuna offerta deve indicare:

- Se è un offerta a salire o a scendere
- Il periodo di validità
- Il prezzo per ciascuna delle sei fasce orarie (0 h-6 h), (6 h-11 h), (11 h-14h), (14 h-17 h),(17 h-20 h), (20 h-0h) previste

Inoltre i gruppi di produzione sono tenuti a trasmettere al TSO il piano di produzione, entro le 16:00 del giorno precedente a cui le offerte fanno riferimento (indicato come J-1).

Gli EDA possono presentare, modificare o cancellare le proprie offerte in una delle sessioni previste anche dette finestre del meccanismo di aggiustamento, che si chiudono alle:

Per il giorno J-1:

- Alle 16:00, alle 22:00 ed infine l'ultima finestra del giorno precedente a quello a cui le offerte di riferiscono, alle 23:00

Per il giorno J:

- Vi è una finestra per ogni ora del giorno a cui le offerte fanno riferimento fino alle 21:00.

La figura seguente rappresenta il funzionamento del meccanismo d'aggiustamento. Una volta che gli ESA hanno formulato le offerte (Conception des offres), queste vengono inviate al TSO francese entro la chiusura di una finestra (Soumission aux guichets). Quindi RTE prende in consegna queste offerte (prise en compte) e le va ad ordinare in modo crescente le offerte a salire, ed in modo decrescente le offerte a scendere (Interclassement) e quindi prenderà in considerazione le varie offerte selezionandole (appel) secondo il criterio economico per garantire l'equilibrio tra la richiesta e la produzione di elettricità assicurando così un funzionamento sicuro del sistema.

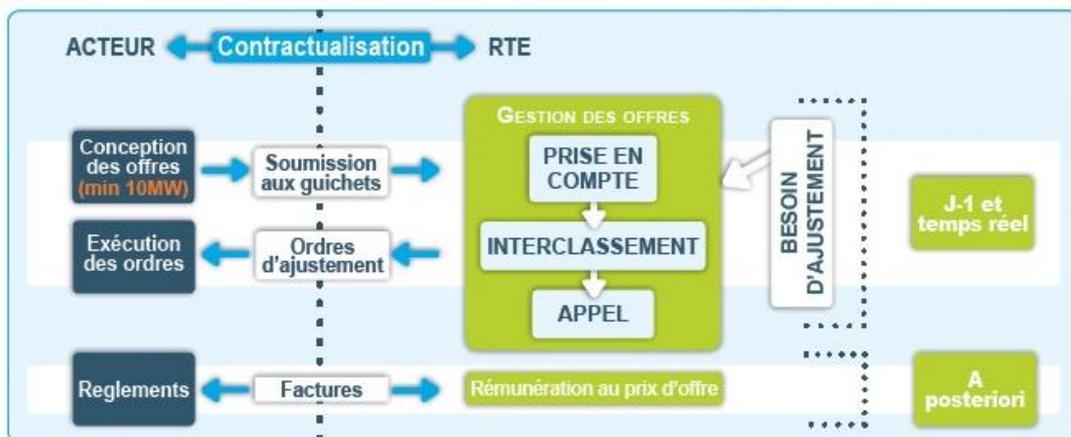


Figura 33: Meccanismo di aggiustamento

Quanto descritto avviene a partire dal giorno J-1 sino in tempo reale del giorno J.

Gli ESA vengono retribuiti mensilmente per le offerte che sono state selezionate da RTE col criterio pay as bid, non è previsto quindi nessun compenso per la riserva di potenza messa a disposizione del TSO.

## **5.5 Remunerazione per il servizio di regolazione della frequenza previsto in Germania:**

Come visto nel precedente capitolo, in Germania operano quattro TSO, dove ognuno dei quali gestisce la propria area di controllo.

Prima del 1 dicembre del 2006, ogni TSO provvedeva ad assicurarsi la riserva primaria, secondaria e terziaria di cui necessitava per la propria area di controllo, in maniera indipendente l'uno dall'altro.

Ma a partire da tale data, in recepimento della legge del 13 Luglio del 2005 sul riordino del settore elettrico e le successive ordinanze sull' accesso alla rete ("Electricity Network Access Ordinance (StromNZV)"), emanate sempre nello stesso anno, è stata creata una piattaforma internet [25] attraverso la quale la riserva terziaria viene acquistata con un offerta congiunta da parte dei quattro TSO.

Ed esattamente un anno dopo, il 1 Dicembre del 2007, questa piattaforma viene utilizzata anche per la copertura della riserva primaria e secondaria di cui complessivamente necessitano i quattro TSO tedeschi.

Questa condivisione delle riserve per la regolazione della frequenza, ha consentito di ridurre il fabbisogno totale delle riserve ed inoltre ha contribuito a dar luogo ad un meccanismo maggiormente concorrenziale.

La piattaforma rappresenta un sistema aperto, trasparente e non discriminatorio dove si incontrano le necessità dei TSO con quella dei fornitori dei servizi di regolazione della frequenza tedeschi.

I volumi di riserva primaria, secondaria e terziaria di cui necessitano gli operatori del sistema di trasmissione per poter garantire un funzionamento affidabile e sicuro del sistema elettrico tedesco, sono definiti attraverso un approccio di tipo probabilistico, studiato con la collaborazione dell'Università di Aachen.

Per poter partecipare alla regolazione della frequenza, i fornitori devono aver stipulato un contratto con il TSO dell' area in cui questi operano , il quale verificherà che l'impianto sia conforme con le prescrizioni previste dal codice di rete tramite una procedura definita come "prequalifica".

### *5.5.1 Remunerazione per il servizio di regolazione primaria*

I TSO tedeschi si assicurano la riserva primaria di cui necessitano attraverso una gara d'appalto comune, utilizzando la piattaforma internet detta in precedenza.

A partire dal 27 Giugno 2011 le gare in questione si svolgono settimanalmente, mentre in precedenza la loro cadenza era mensile.

I TSO comunicano il quantitativo di riserva di cui necessitano, e dal canto loro, i gestori delle unità abilitate presentano le proprie offerte partendo da un'offerta minima di potenza pari a  $\pm 1$  MW (rispetto al precedente valore che si poteva offrire che era pari a  $\pm 5$  MW). Successivamente vengono elaborate le offerte ed infine i vengono informati sui risultati tutti i partecipanti [26].

I fornitori selezionati tramite la gara, vengono remunerati per la disponibilità al servizio, ovvero per la riserva che mettono a disposizione per la regolazione primaria e sono retribuiti in base al prezzo offerto (Pay as bid).

### *5.5.2 Remunerazione per il servizio di regolazione secondaria*

Anche per la riserva secondaria i TSO tedeschi pubblicano settimanalmente la richiesta complessiva di riserva secondaria tramite un bando di gara. A tale gara partecipano i gestori degli impianti abilitati al servizio in questione, che formulano le proprie offerte con un'offerta minima di potenza pari  $\pm 5$  MW (prima del 27 Giugno 2011 tale valore era pari a  $\pm 10$  MW), e dopo aver elaborato le offerte pervenute vengono pubblicati i risultati [27].

Per la riserva secondaria i fornitori selezionati vengono retribuiti sia per la riserva secondaria (sia a salire che a scendere) messa a disposizione ed anche per l'energia che effettivamente producono in più o in meno rispetto ai valori a programma. In entrambi i casi, questi servizi sono remunerati tramite la modalità di pagamento pay as bid.

### *5.5.3 Remunerazione per il servizio di regolazione terziaria*

Il ricorso alla gara d'appalto comune per la riserva terziaria è iniziata un anno prima rispetto a quella primaria e secondaria [28].

Le gare si svolgono giornalmente, dal lunedì al venerdì dei giorni feriali per la riserva necessaria nel giorno successivo a quello di contrattazione. Mentre per la determinazione della riserva necessaria nel week-end e per i giorni delle festività nazionali, le gare sono tenute l'ultimo giorno feriale precedente ai giorni in questione.

Anche in questo caso i TSO tedeschi comunicano le riserva terziaria di cui necessitano, mentre i fornitori abilitati a questo servizio, inseriscono le loro offerte sulla piattaforma internet. La riserva offerta deve essere di almeno 5 MW sia a salire che a scendere, ed è possibile offrire blocchi di offerta indivisibili fino a 25 MW.

A partire dal 3 Luglio 2012 l'attivazione della riserva terziaria avviene in maniera automatica e non più tramite comunicazioni telefoniche, inoltre è proprio a partire proprio da tale data che la riserva minima che i fornitori possono offrire è passata da 10 MW ai 5 MW, detti in precedenza. Quindi le offerte pervenute vengono elaborate e successivamente vengono comunicati gli esiti ai partecipanti alla gara.

Anche in questo caso, così come avviene per la regolazione secondaria, i fornitori selezionati tramite la gara, vengono retribuiti al prezzo che hanno offerto (Pay as Bid) e sono ricompensati sia per disponibilità di riserva terziaria che offrono ai TSO e sia per l'energia di regolazione terziaria.

## 6 MARKET COUPLING

Come visto nel capitolo 3, l'UE ha affidato all'ENTSO-E il compito di creare un mercato unico dell'energia (inteso come elettricità e gas, ma nel corso di questo elaborato si farà riferimento soltanto al mercato unico dell'elettricità) a livello comunitario entro il 2014. Pertanto l'evoluzione del settore elettrico dopo il passaggio da un contesto verticalmente integrato a quello liberalizzato non si è ancora concluso.

### 6.1 Evoluzione del Market Coupling

Lo stadio intermedio tra il passaggio dai mercati elettrici nazionali al mercato unico dell'energia, consiste nella interazione tra i mercati elettrici delle aree interconnesse tra di loro. Questo processo prende il nome di Market Coupling.

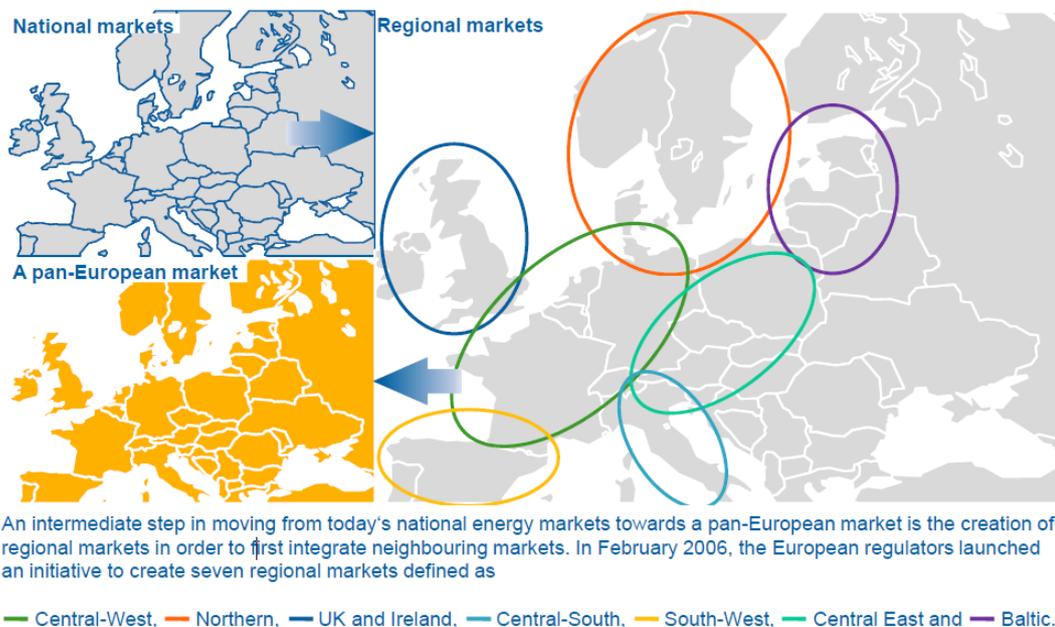


Figura 34: Passaggio dai mercati elettrici nazionali, al Market Coupling al mercato unico dell'energia. Fonte EMCC

Per definizione il Market Coupling è un meccanismo di integrazione di mercati elettrici di diverse zone (o Paesi) che consente di allocare su base giornaliera la capacità di interconnessione tra i due Paesi in modo implicito, attraverso la risoluzione dei rispettivi mercati. Ad oggi questa condivisione dei mercati elettrici è effettuata principalmente per il mercato del giorno prima dell'energia, anche se vi sono dei casi in cui si fa riferimento anche al mercato intragiornaliero (come avviene tra Francia e Germania) ed al mercato del bilanciamento come avviene tra Francia e Regno Unito [31].

Come si può notare dalle figure sottostanti questo comporterà dei vantaggi sia per la zona esportatrice (che nell'esempio considerato corrisponde alla zona A) che per quella importatrice (che corrisponde alla zona B)

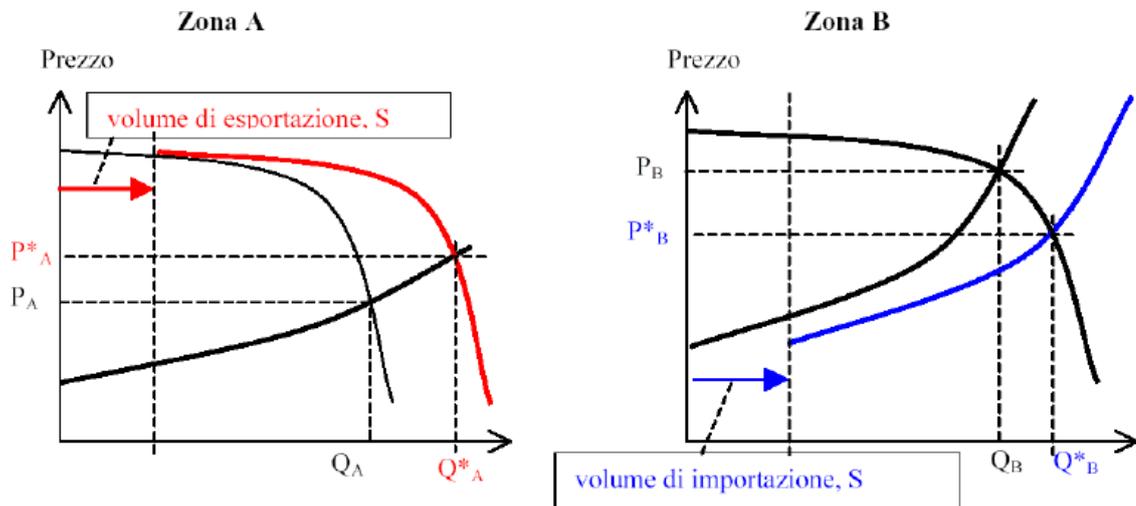


Figura 35: Vantaggi del Market Coupling.

Dove PA e PB sarebbero i prezzi marginali dei due mercati in assenza di scambio tra i medesimi. Mentre con P\*A e P\*B rappresentano i medesimi prezzi in presenza di uno scambio di energia tra le due zone pari ad S.

Nel 2006 è stato avviato il market coupling tra Francia, Belgio e Paesi Bassi che ha portato ad un coordinamento del mercato del giorno prima tra queste nazioni ed è anche detto TLC (Tri-Lateral market Coupling), che è stato esteso nel 2010 anche a Germania e Lussemburgo e denominato come Central Western European Market Coupling (CWE MC) [29].

Nel Luglio 2007 veniva avviato il market coupling nella regione Iberica tra Spagna e Portogallo detto "MIBEL".

Attualmente si sta assistendo all'avvio di un nuovo progetto di coordinazione dei mercati elettrici tra Repubblica Ceca, Slovacchia e Ungheria, nonché con la partenza di nuovi importanti progetti come il NWe (Nord West european, che coinvolge i paesi del CWE, Regno Unito e la zona nord – Finlandia, Svezia, Norvegia, Estonia e Danimarca), CWE – Nordic ITVC (che coinvolge i paesi del CWE e la Zona Nord) e il PCR di cui se parlerà in seguito[30].

Questi progetti rappresentano un primo passo per l'integrazione dei mercati elettrici nell'Unione Europea. In tal senso, l'Unione europea è impegnata affinché tale integrazione possa divenire, nei tempi necessari vista la diversità dei mercati di ogni singolo paese, una realtà.

## 6.2 Modalità organizzative

Il market coupling, è conforme e dà sostegno alle disposizioni previste dall'Europa nel Regolamento (CE) n. 714/2009. In particolare all'art. 12 che stabilisce che dovrà essere promossa "...l'assegnazione coordinata delle capacità transfrontaliere mediante soluzioni non discriminatorie basate sul mercato, con particolare attenzione alle caratteristiche specifiche delle aste implicite per assegnazioni a breve termine ...". Le aste implicite integrando l'allocazione della capacità di interconnessione con l'esecuzione dei mercati dell'energia garantiscono un uso sempre efficiente della capacità stessa, poiché definiscono un transito che va sempre dalla zona di mercato a prezzo più basso alla zona di mercato a prezzo più alto [32].

I mercati elettrici legati attraverso le interconnessioni, possono essere accoppiati o attraverso il coordinamento dei volumi di utilizzo della capacità di interconnessione o attraverso un meccanismo più ampio che associa il coordinamento dei prezzi a quello dei volumi. Il primo è noto come "volume coupling" mentre il secondo come "price coupling".

Quindi sostanzialmente nel volume coupling non c'è coordinamento tra volume e prezzo degli scambi transfrontalieri, i TSO calcolano la capacità di interconnessione e la comunicano all'attore del coupling. Poi, questa capacità globale viene assegnata ai flussi transfrontalieri in base alla domanda ed all'offerta in ciascuna area di scambio ed ai vincoli sull'interconnessione. Infine, le aree di scambio determinano i

rispettivi prezzi zonali, tenendo presente il volume di import/export transfrontaliero che è stato loro attribuito attraverso il meccanismo di allocazione delle quantità.

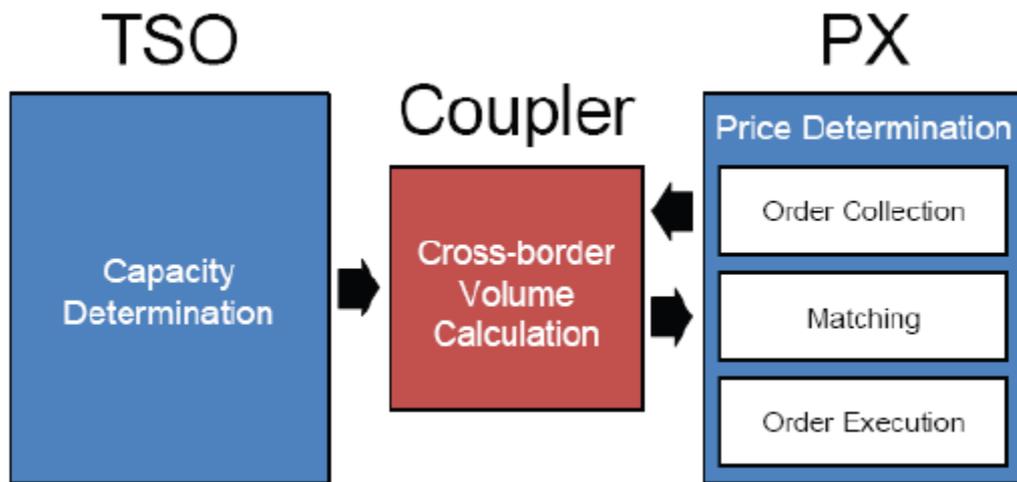


Figura 36: Gestori delle reti (TSO) e gestori dei mercati (PX) nel volume coupling

Il volume coupling è stato adottato per la prima volta sul cavo Kontek che collega la Danimarca orientale (che oggi fa parte dell'area della borsa del NordPool) con la Germania.

Invece nel caso del price coupling, il calcolo dei volumi e dei prezzi transfrontalieri è coordinato attraverso un unico meccanismo che permette di determinarli contemporaneamente e coerentemente, in quanto prezzi e volumi rispondono ad un'unica logica. Tale processo evita disparità di prezzi o di flussi (come ad esempio esportazioni da un'area ad alto prezzo verso un'area a basso prezzo, o differenze di prezzo quando non si è in presenza di congestioni). Ecco perché il price coupling appare oggi di estremo interesse come strumento sia per allocare capacità di interconnessione e gestire situazioni di deficit di interconnessione e sia per

aggregare i mercati all'ingrosso, espandendo le dimensioni dell'area di riferimento che determina il prezzo [33].

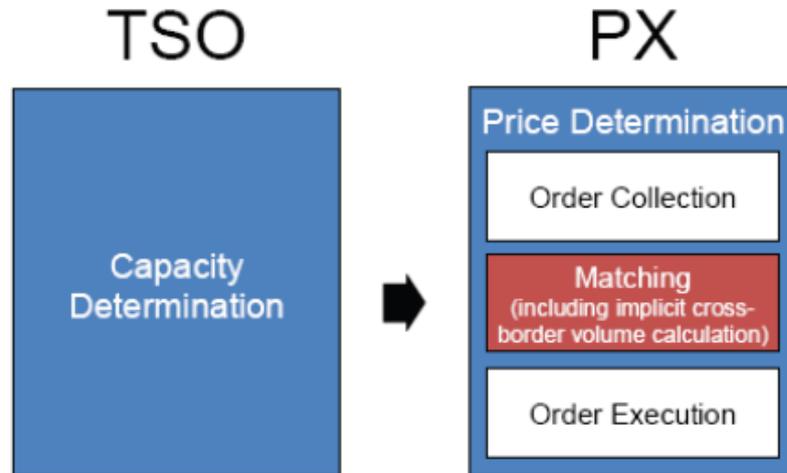


Figura 37: Gestori delle reti (TSO) e gestori dei mercati (PX) nel price coupling

## Current Day-ahead Market Coupling in Operation

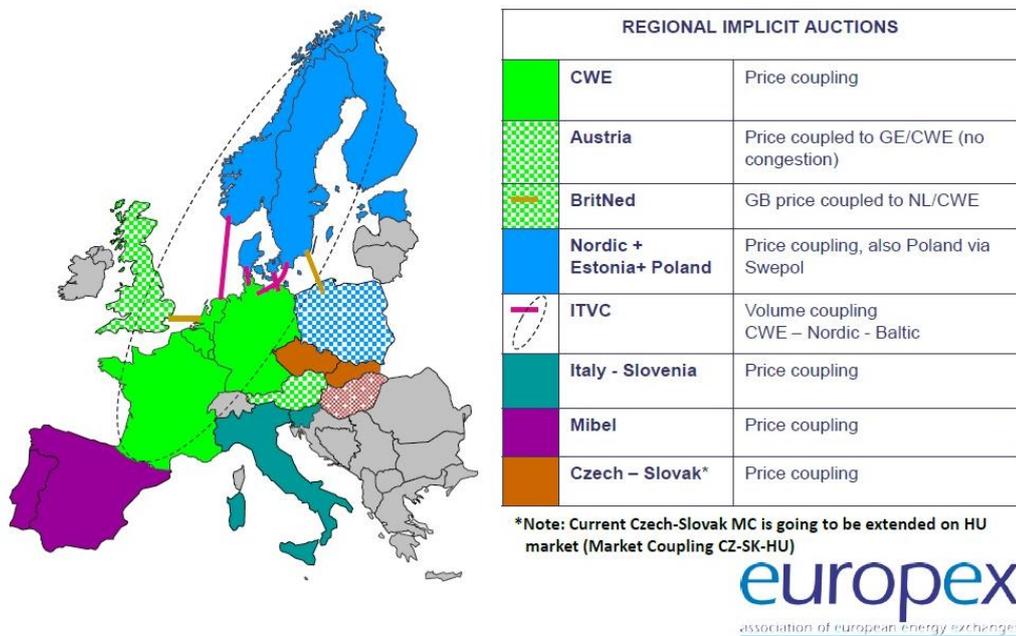


Figura 38: Organizzazione attuale del market coupling in Europa. Fonte Europex

Resta da definire il ruolo delle PX<sup>8</sup> coinvolte nel market coupling. In realtà esistono due modelli, uno centralizzato detto “Central Matching Unit” (CMU), in questo caso viene creata un'unica piattaforma di mercato detta appunto CMU e le PX esistenti potrebbero rimanere soltanto come sedi dove vengono raccolte le offerte che vengono poi inoltrate alla CMU. La quale effettuerebbe l'abbinamento a livello centrale fra le offerte di vendita e di acquisto, assegna capacità transfrontaliere alle zone di mercato, determina prezzi e volumi fra tutti i paesi in modo coerente, creando un'area di prezzo unificata e riferimenti di prezzo.

Questa strada è stata intrapresa dai paesi nordici (Norvegia, Svezia, Finlandia e Danimarca) i quali hanno un'unica piattaforma di mercato in Norvegia conosciuta come NordPool.

Negli USA, la FERC (l'Authority federale) ha cercato di imporre, in una fase troppo precoce, un disegno di mercato razionalmente centralizzato per tutto il paese, compromettendo di fatto il processo di riforma.

Il secondo modello, che è anche quello su cui c'è maggior interesse è un modello di tipo decentralizzato ed è noto come “Price Coupling of Region” (PCR). Allo sviluppo di questo modello partecipano le principali associazioni delle borse elettriche europee come EPEX, OMIE, GME, NORD POOL, APX – ENDEX e Belpex.

Esso si basa su un meccanismo di price coupling decentralizzato, ritenuta la soluzione più idonea ai fini della creazione di un mercato elettrico unico europeo.

---

<sup>8</sup> Per PX si intende Power Exchange

Il PCR permette, infatti, ad ogni Paese di mantenere i propri assetti istituzionali, determinati sulla base della legge/regolazione nazionale o dagli accordi contrattuali con il proprio gestore di rete, senza che tali differenze influiscano sulle procedure operative, sulle responsabilità derivanti dal coupling e sulla competenza dei Regolatori.

Il PCR propone una cooperazione tra le borse che si scambiano dati in forma aggregata, utilizzando ciascuno e contemporaneamente lo stesso algoritmo, unico e a livello aggregato, e calcolando parallelamente i volumi e i prezzi di ciascuna area. Al momento, è in corso l'implementazione di un algoritmo che possa avvicinare i prezzi dell'area geografica compresa tra il Portogallo, Spagna, Italia, Belgio, Paesi Bassi, Gran Bretagna, Francia, Germania, Austria, Svizzera, Danimarca, Norvegia, Svezia, Finlandia e Paesi Baltici, coinvolgendo oltre l'80% del consumo energetico europeo in questo settore.

Quindi dopo 15 anni di attività dei mercati all'ingrosso organizzati, generalmente progettati ed gestiti a livello nazionale (salvo nei paesi nordici), l'UE è in procinto di realizzare la prima piattaforma comune di mercato continentale attraverso il coupling dei mercati del giorno prima.

Poiché la performance del modello di coupling dei volumi adottato da Germania e Danimarca è risultata inferiore a quella dei modelli di price coupling, è molto probabile che l'UE introdurrà un modello generalizzato di price coupling.

Quanto alle modalità più idonee per attuare il price coupling nell'UE, esistono due posizioni diverse, una a favore del modello centralizzato e l'altra a favore di quello

decentralizzato. Tuttavia, a prescindere dalla qualità teorica del modello centralizzato, quello decentralizzato resta oggi l'unica strada istituzionalmente percorribile. E ciò per i seguenti motivi: non è possibile costringere le piattaforme di mercato esistenti a rinunciare a certe attività che stanno al centro dei loro interessi commerciali; i TSO non hanno capacità convincenti per architettare e gestire una tale centralizzazione del mercato a livello UE; infine, nel vuoto regolatorio europeo, una piattaforma di mercato di tale portata non può essere lasciata ai soli TSO interessati, a prescindere dai loro legittimi intenti.

Pertanto nell'attuale situazione del settore elettrico europeo, l'unica alternativa oggi fattibile sembra essere quella del modello decentralizzato ("price coupling of regions").

### **6.3 Il Volume Coupling tra CWE e NordPool**

Attualmente il Volume Coupling viene utilizzato solamente su quattro linee di interconnessione che collegano Germania e Danimarca Settentrionale (la Danimarca Settentrionale fa parte del NordPool, mentre quella meridionale fa parte del CWE) mediante le linee di interconnessione DK1 e DK2, il cavo sottomarino che collega la Norvegia all'Olanda anche detto NorNed ed infine il cavo sottomarino che collega Germania e Svezia detto Baltic Cable[34].



Figura 39: Linee di interconnessione su cui viene esercitato il Volume Coupling.

Il Volume Coupling su queste linee viene svolto dall'EMCC (European Market Coupling Company GmbH). Il quale ogni giorno riceve dai TSO delle aree interessate l'ATC (available transmission capacity<sup>9</sup>). Successivamente saranno i gestori delle borse ad inviare in modo del tutto anonimo, all'EMCC, le offerte presentate dai traders sui rispettivi mercati del giorno prima. A questo punto EMCC procede ad eseguire gli opportuni calcoli per allocare la capacità delle linee di interconnessione e quindi invia gli esiti ai gestori delle borse. I quali a questo punto calcoleranno i prezzi dell'energia per la propria area.

<sup>9</sup> Dove si ricorda che la Net Transfer Capability (NTC) è il massimo transito di potenza consentito a programma e in sicurezza sulla sezione di rete. Mentre l'Available transmission capacity non è altro che la NTC, al netto di bande di potenza già commercialmente riservate a certi operatori

## Daily operational flow

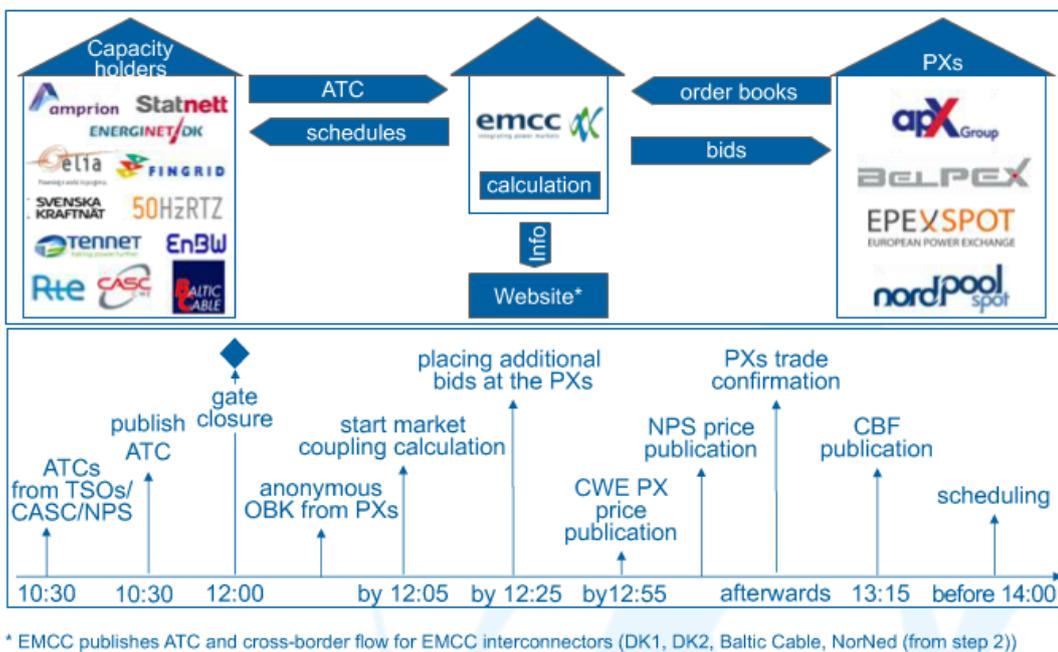


Figura 40: Sviluppo del Volume Coupling tra CWE e NordPool

Il volume coupling non sempre garantisce l'utilizzo ottimale delle linee di interconnessione, infatti si potrebbero avere dei flussi negativi, ovvero l'energia fluisce dall'area in cui costa di più verso quella meno costosa, ed in secondo luogo non è detto che anche in assenza di congestioni, il prezzo dell'energia che si determina nei rispettivi mercati sia uguale. Tutto questo è dovuto al fatto che il prezzo viene determinato nelle diverse aree in maniera indipendente ed utilizzando algoritmi di matching differenti. D'altro canto però rispetto al price coupling richiede una minore armonizzazione delle regole tra i differenti mercati e pertanto è di più semplice implementazione.

## 6.4 Price coupling fra Italia e Slovenia

Per l'Italia, il modello di price coupling rappresenta anche la via più semplice per contribuire alla prossima realizzazione del mercato del giorno prima condiviso a livello comunitario, pur conservando le caratteristiche distintive del suo mercato all'ingrosso [36].

Così a partire dal 1° Gennaio 2011 ha avviato il meccanismo di market coupling con la Slovenia. Questo è il risultato di un processo intrapreso nel 2008, quando GME, Borzen e BSP hanno avviato un'attività di collaborazione sottoscrivendo un Protocollo di Intesa, con l'obiettivo finale di raccogliere le sfide poste dall'Unione Europea per l'integrazione dei mercati elettrici. Il quadro normativo comune delineato dal Protocollo d'Intesa del 27 agosto 2010, prevede che GME (PX italiana), BSP (PX slovena), Terna (TSO italiano), Eles (TSO sloveno) e Borzen (Gestore del Mercato Sloveno) coordinino le loro attività relative al funzionamento dei mercati day-ahead al fine di dare attuazione al market coupling sulla frontiera italo - slovena, indicato anche con la sigla MC ITA-SI.

Il meccanismo che è stato adottato sul MC ITA-SI è del tipo di "price coupling" decentralizzato. In tale contesto, GME e BSP determinano i programmi transfrontalieri attraverso un algoritmo di matching comune, che riproduce le regole di matching dei rispettivi mercati tenendo conto del modello di rete rappresentativo delle strutture di rete italiana e slovena.

L'algoritmo comune viene gestito in modo parallelo e decentralizzato da ciascuno dei due gestori di mercato, i quali ricevono le offerte dai rispettivi operatori e, prima

di eseguire il proprio mercato, si scambiano le informazioni rilevanti relative alle curve di domanda e di offerta derivanti dalle offerte ricevute e ai vincoli di rete sulle rispettive zone di mercato.

<p><b>Ogni TSO è responsabile per</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• la definizione del proprio modello di rete</li> <li>• la comunicazione dei valori della ATC tra Italia e Slovenia al PX del proprio Paese</li> <li>• <b>lo svolgimento del ruolo di controparte con il PX del proprio Paese per l'import/export definito dal MC</b></li> </ul>	<p><b>I TSOs sono congiuntamente responsabili per</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• la definizione del modello di rete complessivo ai fini del MC</li> <li>• la definizione dei valori della ATC tra Italia e Slovenia da allocare tramite MC</li> </ul>
<p><b>Ogni PX è responsabile per</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• la ricezione delle offerte da parte dei propri operatori di mercato</li> <li>• <b>l'esecuzione del proprio software di mercato tenendo conto anche delle offerte ricevute dall'altro PX</b></li> <li>• la definizione e la pubblicazione dei risultati del proprio mercato</li> </ul>	<p><b>I PXs sono congiuntamente responsabili per</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• la condivisione delle informazioni relative alle offerte ricevute (in forma anonima) e della ATC per il MC</li> <li>• <b>l'adozione di un algoritmo di <i>matching</i> comune</b></li> <li>• la verifica della consistenza, ai fini del MC, dei risultati calcolati (prezzi e quantità import/export)</li> <li>• la definizione delle quantità in import/export in esito al MC</li> </ul>

**Tabella 9: Ruoli e Responsabilità dei TSO e dei PX in un contesto di market coupling**

Quindi, adottando l'algoritmo di matching comune, GME e BSP calcolano gli esiti del proprio mercato tenendo conto delle condizioni di mercato e di rete dell'altro Paese e determinano contemporaneamente il flusso di energia sull'interconnessione tra Italia e Slovenia, vale a dire allocano la capacità su tale interconnessione, in funzione dei prezzi che si determinano sui rispettivi mercati dell'energia.

L'algoritmo di matching è caratterizzato da aste implicite senza alcun vincolo intertemporale, cioè i risultati di ciascuna ora saranno calcolati indipendentemente da quelli per le rimanenti ore della stessa giornata. Le curve della domanda e

dell'offerta elaborate dal software di matching sono curve a gradino. Ciascun gradino della curva è formato da una coppia di valori che indicano la quantità di energia elettrica offerta sul mercato ed il relativo prezzo. La quantità minima negoziabile è pari a 0,001 MWh ed il prezzo deve essere espresso in €/MWh. Quindi vengono ordinate le offerte di vendita in modo crescente, mentre quelle di acquisto in modo decrescente. Nel caso in cui due o più offerte presentino lo stesso prezzo allora queste vengono ordinate, in base ad una rotazione mensile, assegnando la priorità a quelle provenienti da una delle PX<sup>10</sup>.

Nel caso di offerte presentate con lo stesso prezzo e provenienti dalla stessa PX, allora viene assegnata la priorità in base alle norme locali. Il prezzo di equilibrio del mercato è definito dal "system marginal price" dato dall'intersezione fra le curve della domanda e dell'offerta.

Inoltre l'algoritmo di matching comune va a considerare anche la suddivisione in zone del mercato italiano (il mercato sloveno è costituito da una sola zona). Se i programmi transfrontalieri risultanti fra le zone non violano alcun vincolo di trasmissione, il prezzo di equilibrio è un unico prezzo in tutte le zone e pari al prezzo marginale dato dalle curve aggregate della domanda e dell'offerta. Al contrario, se almeno un vincolo di rete risulta violato, l'algoritmo suddivide il mercato in due zone: una zona di esportazione che comprende tutte le zone a monte del vincolo ed una zona di importazione che comprende tutte le zone a valle del vincolo. In

---

<sup>10</sup> Ad esempio, supponendo che, a gennaio, le offerte sul mercato italiano abbiano la priorità rispetto a quelle slovene e che vi siano due offerte, l'una presentata da un operatore italiano e l'altra da un operatore sloveno, con lo stesso prezzo, quella italiana avrà la priorità. Al contrario, supponendo che, a febbraio, le offerte sul mercato sloveno abbiano la priorità rispetto a quelle italiane e che vi siano due offerte, l'una presentata da un operatore italiano e l'altra da un operatore sloveno, con lo stesso prezzo, avrà la priorità quella slovena.

ciascuna zona di mercato, l'algoritmo ripete il suddetto processo di intersezione e, per ciascuna zona di mercato, costruisce una curva della domanda e una curva dell'offerta zonale. Il risultato è un prezzo di equilibrio zonale, che è diverso in ciascuna zona di mercato, maggiore nella zona di mercato importatrice e minore in quella esportatrice. Se, a seguito di questa soluzione, risultano violati ulteriori vincoli all'interno di ciascuna zona di mercato, il processo di market splitting (separazione in zone del mercato) viene ripetuto iterativamente all'interno di tale zona fino ad ottenere un risultato che sia coerente con i vincoli di rete. Nel caso di differenza di prezzo fra zone fisiche italiane - l'algoritmo applica un prezzo unico nazionale di acquisto (PUN), limitato alle 6 zone fisiche italiane e pari alla media dei prezzi zonali ponderata con i consumi zonali.

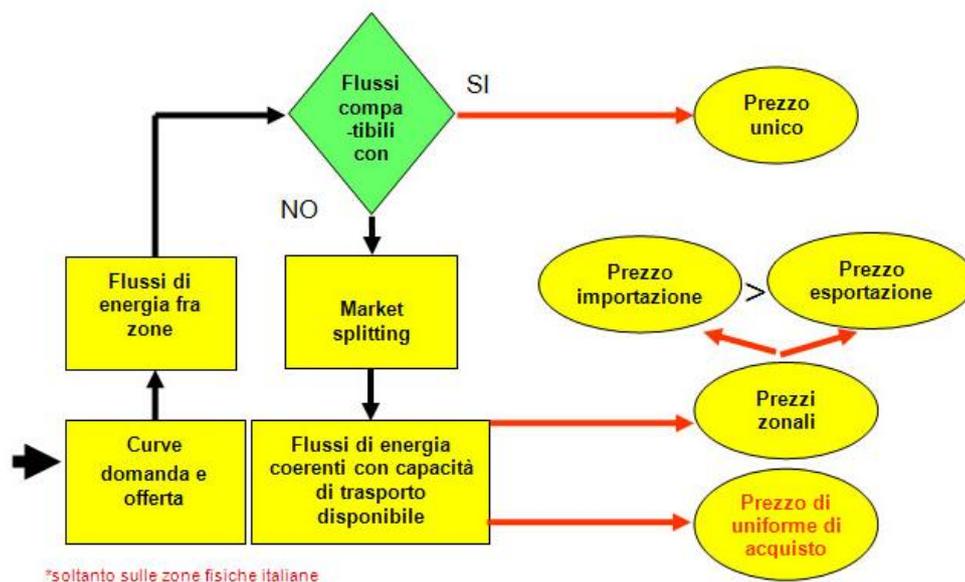


Figura 41: Formazione del prezzo nel MC ITA-SI

Nelle figure che seguono sono rappresentate le modalità con cui si svolge il market coupling tra Italia e Slovenia e le tempistiche con cui tutto ciò avviene.

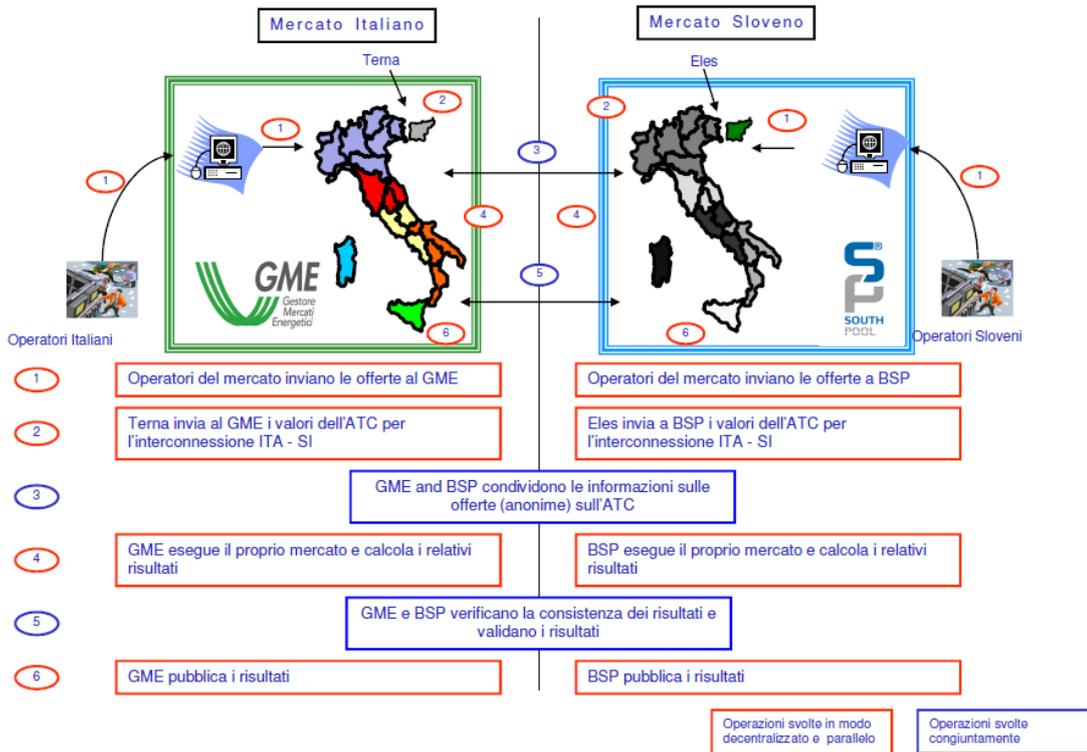


Figura 42: Market Coupling decentralizzato sulla frontiera italo - slovena.

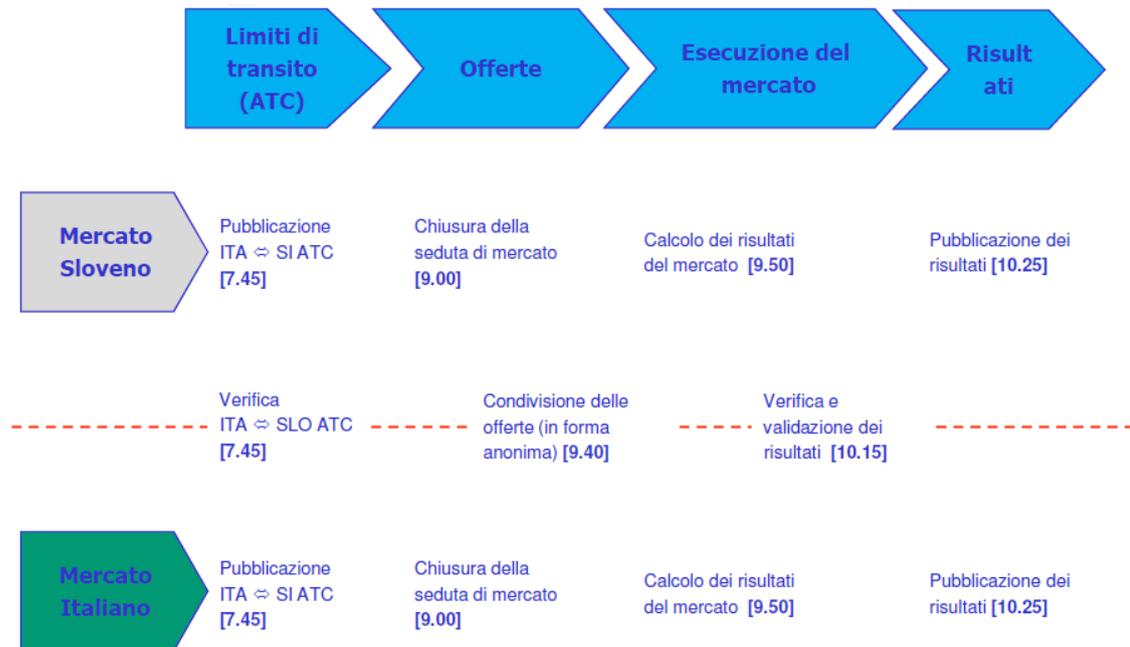


Figura 43: Tempistiche del MC ITA-SI

In ogni caso il MC ITA-SI coesisterà con altre forme di assegnazione fisica di capacità transfrontaliera, quali aste esplicite di prodotti a medio e lungo termine.

Già nel precedente paragrafo sono stati evidenziati i pregi del decentralized price coupling, che da un lato consente di implementare in un unico sistema le regole di matching dei mercati uniti dal coupling, dall'altro, attraverso la gestione decentralizzata delle procedure e la condivisione delle informazioni rilevanti, garantisce il coordinamento tra i mercati senza tuttavia richiedere modifiche alle responsabilità, alle competenze e ai ruoli svolti da GME e BSP.

# ALLEGATI:

## A.1 Gruppi di produzione che partecipano al servizio di regolazione della frequenza in Germania:



### Präqualifizierte Anbieter je Regelenergieart

Stand: 27. Juni 2012

Anbieter	PRL	SRL	MRL
Alpiq AG	●		
Alpiq Spreetal GmbH			●
ArcelorMittal Eisenhüttenstadt GmbH			●
Axpo AG	●		
BalancePower GmbH			●
BKW FMB Energie AG	●		
Centralschweizerische Kraftwerke AG	●		
CURRENTA GmbH & Co. OHG			●
EGL AG	●		
EGL Deutschland GmbH			●
E.ON Energy Trading SE	●	●	●
E.ON Westfalen Weser Energie-Service GmbH		●	●
EnBW Kraftwerke AG	●	●	●
Energy2market GmbH		●	●
envia Mitteldeutsche Energie AG			●
GDF SUEZ Energie Deutschland AG	●	●	●
GeneraTec GmbH			●
Infracor GmbH			●
Kraftwerke Mainz Wiesbaden AG		●	●
Lechwerke AG			●
Mark-E AG		●	●
MVV Energie AG			●
Next Kraftwerke GmbH			●
RWE Innogy GmbH			●
RWE Supply & Trading GmbH	●	●	●

Stadtwerke Düsseldorf AG					
Stadtwerke Hannover AG					
Stadtwerke Leipzig GmbH					
Stadtwerke München GmbH					
Stadtwerke Rosenheim GmbH & Co. KG					
Statkraft Markets GmbH					
Steag GmbH					
swb Erzeugung GmbH & Co. KG					
TeraJoule Energy GmbH					
ThyssenKrupp Steel AG					
TIWAG - Tiroler Wasserkraft AG					
Trianel GmbH					
Trimet Aluminium AG					
Vattenfall Europe Generation AG					
VSE AG					
VW Kraftwerk GmbH					
Xstrata Zink GmbH					

## BIBLIOGRAFIA:

- [1] L. Paris : *Sistemi elettrici per l'energia*
- [2] Dispense del corso: *Sistemi elettrici per l'energia*
- [3] Yann G. Rebours, , Daniel S. Kirschen, Fellow, Marc Trotignon, and Sébastien Rossignol : *A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services — Part I: Technical Features*. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 22, NO. 1, FEBRUARY 2007
- [4] Marino Sforza: *Servizi di rete per la regolazione della frequenza*
- [5] Benini, Gallanti, Pomigliano, Barsali, Pelacchi, Poli: *Mercati elettrici in UK, Scandinavia, California e Spagna. Confronto tra strutture e procedure di gestione*. L'energia elettrica, volume 77, n°1, Gennaio-Febbraio 2000
- [7] ENTSO-E <https://www.entsoe.eu/>
- [8] Carlo Bruno, Stefano Massucco, Andrea Pitto, Federico Silvestro: *Strategie di regolazione frequenza/potenza per il controllo dei flussi di potenza su sezioni e linee di interconnessione*. CESI RICERCA
- [9] Martin Beck : *Panoramica delle prestazioni di servizio riguardanti il sistema*. Swissgrid 12/04/2010
- [10] Terna: *Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete*. Versione del 22 Febbraio 2012
- [11] Allegato A15 : *Partecipazione alla regolazione della frequenza e frequenza-potenza*. Terna 20/07/2008
- [12] REE: *Procedimientos de operación peninsulares*.  
[http://www.ree.es/operacion/procedimientos\\_operacion.asp](http://www.ree.es/operacion/procedimientos_operacion.asp)
- [13] REE: *P.O. 7.1 Servicio complementario de regulación primaria*.  
[www.ree.es/operacion/pdf/po/PO\\_resol\\_30jul1998\\_b.pdf](http://www.ree.es/operacion/pdf/po/PO_resol_30jul1998_b.pdf)
- [14] REE: *P.O. 7.2 Regulación secundaria; P.O. 7.3 Regulación terciaria*  
[www.ree.es/operacion/pdf/po/PO\\_resol\\_18may2009.pdf](http://www.ree.es/operacion/pdf/po/PO_resol_18may2009.pdf)
- [15] RTE: *Documentation technique de reference- Chapitre 4 Contribution des utilisateurs aux performances du RPT-Article 4.1 Réglage fréquence / puissance*  
[http://clients.rtefrance.com/lang/fr/clients\\_producteurs/mediatheque\\_client/offre.jsp](http://clients.rtefrance.com/lang/fr/clients_producteurs/mediatheque_client/offre.jsp)
- [16] RTE: *Mémento de la Sûreté du Système Electrique*  
<http://www.rte-france.com/fr/mediatheque/documents/l-electricite-en-france-donnees-et-analyses-16-fr/publications-annuelles-ou-saisonnieres-98-fr/memento-de-la-surete-du-systeme-electrique-memento-de-la-surete-du-systeme-electrique-fr>
- [17] German TSOs: *Transmission Code 2007 (Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber)*

- <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/prequal>
- [18] TransmissionCode 2003 Anhang D1: *Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Primärregelung für die ÜNB (Stand August 2003)* <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/prequal>
- [19] TransmissionCode 2007: *Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber Anhang D2, Teil 1 "Präqualifikationsbedingungen"*  
<https://www.regelleistung.net/ip/action/static/prequalSrl>
- [20] TransmissionCode 2003 Anhang D3: *Attachment D3: Präqualifikation für die Erbringung von Minutenreserve Anlagen*  
<https://www.regelleistung.net/ip/action/static/prequal>
- [21] IEEE: *A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services—Part II: Economic Features*
- [22] IEEE: *A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services—Part I: Technical Features*
- [23] RTE: *CONTRAT DE PARTICIPATION AUX SERVICES SYSTEME*  
[http://www.rtefrance.com/uploads/Mediatheque\\_docs/offres\\_services/fr/Contrat\\_services\\_systeme\\_trame\\_type\\_2007\\_12\\_21.pdf](http://www.rtefrance.com/uploads/Mediatheque_docs/offres_services/fr/Contrat_services_systeme_trame_type_2007_12_21.pdf)
- [24] RTE: *Mécanisme d'Ajustement*  
[http://clients.rtefrance.com/htm/fr/offre/telecharge/regles\\_ma\\_20\\_04\\_2010.pdf](http://clients.rtefrance.com/htm/fr/offre/telecharge/regles_ma_20_04_2010.pdf)
- [25] Internet plattform zur vergabe von regelleistung  
[www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net)
- [26] Common tendering for primary control reserve  
<https://www.regelleistung.net/ip/action/static/ausschreibungPrl;jsessionid=Yn3FQpnQKFCNHQdnzb24d2175pDvk0q5RQ3D5hYJNCfHdnpJd867!1042556491>
- [27] Common tendering secondary control reserve  
<https://www.regelleistung.net/ip/action/static/ausschreibungSrl>
- [28] Common tendering of minute reserve  
<https://www.regelleistung.net/ip/action/static/ausschreibungMrl>
- [29] EPEXSPOT: *Market Coupling*.  
<http://www.epexspot.com/en/market-coupling>
- [30] GME: *Relazione Annuale 2011*  
<http://www.mercatoelettrico.org/lt/default.aspx>
- [31] Felice Lucia: *Esempi di market coupling con la Slovenia*. 16/03/2011  
<http://www.dailyenmoveme.com/it/operatori/gme/esempi-di-market-coupling-con-la-slovenia>

- [32] GME:Diego Gavagnin: *La realizzazione del mercato interno dell'energia elettrica nell'unione europea attraverso il market coupling.*
- [33] GLACHANT Jean-Michel: *The Achievement of the EU Electricity Internal Market through Market Coupling.*  
[http://www.florenceschool.eu/portal/page/portal/FSR\\_HOME/ENERGY/Publications/Working\\_Papers/2010/RSCAS%202010\\_87.pdf](http://www.florenceschool.eu/portal/page/portal/FSR_HOME/ENERGY/Publications/Working_Papers/2010/RSCAS%202010_87.pdf)
- [34] CWE: *CWE MC & CWE-Nordic ITVC Market Seminar*  
<http://www.marketcoupling.com/downloads/downloads>
- [35] Europex : *European Market Coupling & Integration: Day-ahead and Intraday Energy Markets*" [http://www.europex.org/index/pages/id\\_page-21/lang-en/](http://www.europex.org/index/pages/id_page-21/lang-en/)
- [36] Fabrizio Carboni: *Il Market Coupling tra Italia e Slovenia.*  
[http://www.mercatoelettrico.org/It/MenuBiblioteca/Documenti/20101202Italian\\_Slovenian\\_Market%20Coupling\\_Roma.pdf](http://www.mercatoelettrico.org/It/MenuBiblioteca/Documenti/20101202Italian_Slovenian_Market%20Coupling_Roma.pdf)