

POLITECNICO DI MILANO

Facoltà di Ingegneria Industriale

Corso di Laurea in
Ingegneria Energetica



Simulazioni del mercato elettrico Italiano sotto l'ipotesi di market coupling

Relatore: Prof.sa Elena Maria FUMAGALLI

Tesi di Laurea di:

Giacomo CALLEGARI Matr. 754600

Anno Accademico 2011 - 2012

Indice Generale

Introduzione

1	Integrazione dei mercati elettrici	10
1.1	Tipologie di integrazione	10
1.1.1	Explicit auctions	10
1.1.2	Implicit auction: coupling vs splitting	12
1.2	Letteratura sull'integrazione dei mercati	14
1.3	Contesto europeo	17
1.4	Situazione italiana	19
2	Descrizione del modello di calcolo MTSIM	22
2.1	Simulatori di mercato	22
2.2	Specifiche del simulatore MTSIM	24
2.3	Struttura del simulatore	25
2.4	Dispacciamento idrotermico	27
2.4.1.	Funzione obiettivo	28
2.4.2.	Vincoli	31
2.4.3.	Riformulazione dei vincoli come uguaglianze con limiti inferiori e superiori	37
2.4.4.	Ordine delle equazioni e delle variabili	40
2.4.5.	Lo unit commitment degli impianti termici	41
3	Ipotesi di scenario	44
3.1	Topologia e matrice PTDF	44
3.2	Limiti di transito NTC	47
3.3	Fabbisogno	49
3.4	Parco di generazione dispacciabile	50
3.5	Impianti idroelettrici	52
3.6	Generazione non dispacciabile	54
3.6.1	Fonti energetiche rinnovabili	54
3.6.2	Cogenerazione	56
3.7	Costi dei combustibili e CO2	57
3.7.1	Gas naturale	57
3.7.2	Carbone	59
3.7.3	Lignite	60
3.7.4	Combustibile nucleare	60

3.7.5	Olio combustibile	60
3.7.6	Gasolio	61
3.7.7	Prezzi della CO2	61
4	Analisi dei risultati ottenuti	63
4.1	Prezzi zonali e PUN	63
4.2	Transiti alle frontiere settentrionali italiane.....	66
4.3	Sintesi dei risultati.....	68
5	Conclusioni e sviluppi futuri	72
	Bibliografia	74

Elenco delle Figure

Figura 1.1 Analisi dei flussi alla frontiera italo-francese in funzione della differenza di prezzo (Fonte [4]).....	12
Figura 1.2 Tempi di apertura dei mercati per diversi paesi (Fonte [4])	13
Figura 1.3 TSO e PX in un caso di volume coupling.....	14
Figura 1.4 TSO e PX in un caso di price coupling.....	14
Figura 1.5 Progetti di market coupling e splitting attualmente presenti in Europa	17
Figura 1.6 Aree regionali individuate dall'ERI.	18
Figura 1.7 Andamento dei prezzi medi mensili sui mercati nazionali del CSE (Fonte: Thomson-Reuters)	19
Figura 1.8 Rappresentazione dei flussi fisici e commerciali per i paesi del CSE (Fonte [21])	21
2.1 Formalizzazione matematica del problema di ottimizzazione e dei modelli delle strategie (Fonte [4])	24
2.2 Schema del meccanismo di raggruppamento delle ore.....	26
2.3 Schema degli step eseguiti dal codice MTSIM	27
2.4 Morfologia della matrice dei coefficienti	41
2.5 Modifica della curva dei combustibili	42
2.6 Schema STEP 3	43
Figura 3.1 Schema dei flussi di import verso l'Italia	45
Figura 3.2 Schema dei flussi di import verso i paesi considerati nel modello ...	45
Figura 3.3 Andamenti NTC orari (rosso) e stagionali (verde), per i mesi invernali sul collegamento CH->NO	48
Figura 3.4 Dettaglio del fabbisogno della zona Nord nel mese di Gennaio 2010	49
Figura 3.5 Fabbisogno annuale dei paesi introdotti nel modello	50
Figura 3.6 Composizione e potenza del parco termoelettrico dispacciabile	52
Figura 3.7 Andamento della produzione eolica per la Sardegna	54
Figura 3.8 Produzione fotovoltaica zonale per l'anno 2010.....	55
Figura 3.9 Profilo di produzione fotovoltaica in Francia per tre giorni di Gennaio	55
Figura 3.10 Quota di produzione non dispacciabile.....	57
Figura 3.11 Prezzi del gas naturale in Francia, Germania e spot all'hub TTF (Fonte [22])	59
Figura 3.12 Confronto tra i prezzi del gas naturale utilizzati nello studio.....	59
Figura 4.1 Confronto tra prezzi zionali medi [€/MWh] nel caso di gas naturale al	

CCI e NTC stagionali.....	63
Figura 4.2 Confronto tra prezzi zonali medi [€/MWh] nel caso di gas naturale al PSV e NTC stagionali	64
Figura 4.3 Confronto tra prezzi zonali medi [€/MWh] nel caso di gas naturale al CCI e NTC orari	64
Figura 4.4 Confronto tra prezzi zonali medi [€/MWh] nel caso di gas naturale al PSV e NTC orari	65
Figura 4.5 Consumativi import/export calcolati.....	66
Figura 4.6 Scambi netti sulla frontiera Nord	67
Figura 4.7 Effetto dell'ipotesi di flussi imposti nello scenario senza MC	69

Elenco delle Tabelle

3.1	Matrice PTDF per lo scenario italiano.....	46
3.2	Matrice PTDF per lo scenario europeo.....	47
3.3	Capacità di transito annue totali corrispondenti ai valori di NTC stagionali ed orari day-ahead.....	48
3.4	Fabbisogno zonale italiano [TWh].....	49
3.5	Numero di impianti in ogni zona di mercato e polo di produzione limitato, differenziati per tecnologia.....	50
3.6	Potenza [MW] installata in ogni zona, per combustibile.....	51
3.7	Potenza installata [MW] per tecnologia e per nazione.....	51
3.8	Sistema idroelettrico rappresentato nel modello.....	53
3.9	Componenti del prezzo del gas naturale basato sulla CCI.....	57
3.10	Prezzi del Gas Naturale [€/GJ] al PSV e CCI nel 2010.....	58
3.11	Prezzi del gas naturale [€/GJ] in Germania al 2010.....	59
3.12	Prezzi del gas naturale [€/GJ] in Francia al 2010.....	60
3.13	Prezzi del carbone [€/GJ] in Europa al 2010.....	60
3.14	Prezzi [€/GJ] Fuel Oil assunti.....	61
3.15	Prezzi [€/GJ] Gasolio assunti.....	61
3.16	Costi-opportunità [€/GJ] CO ₂ per diversi combustibili.....	61
3.17	Contenuto carbonico [tCO ₂ /GJ] dei combustibili considerati.....	62
3.18	Prezzi dei combustibili [€/GJ].....	62
4.1	Sintesi dei risultati ottenuti con MTSIM.....	68
4.2	Sintesi dei risultati ottenuti con sMTSIM.....	71

Sommario

Lo scopo di questo lavoro è analizzare gli effetti che l'implementazione del meccanismo di market coupling tra Italia, Francia, Svizzera, Austria, Slovenia e Germania può avere sul sistema italiano. In particolare ci soffermeremo sulle variabili di prezzo ed i volumi di import/export determinate nelle sessioni del mercato del giorno prima. L'approccio seguito è quello delle simulazioni tramite modello di ottimizzazione seguendo il principio dei minimi prezzi. Varie simulazione sono state effettuate per indagare la sensitività dei risultati a variabili chiave quali prezzi del gas naturale e calcolo della capacità di transito. Ogni simulazione è confrontata con uno scenario di riferimento privo di market coupling appositamente elaborato. L'anno preso come riferimento è il 2010 e viene assunta l'ipotesi di concorrenza perfetta, per tale ragione non saranno rilevanti i valori assoluti delle variabili calcolate quanto lo sono i differenziali tra le coppie di simulazioni.

Parole chiave: market coupling, simulazioni di mercato, mercato del giorno prima italiano, scambi transfrontalieri.

Abstract

The purpose of this study is to analyze the effects of the implementation of market coupling mechanism between Italy, France, Switzerland, Austria, Slovenia and Germany on the Italian system. In particular we will analyze the effects of price variable and import/export volumes determined by the day-ahead market. The approach followed is the simulation through a minimum price optimization. Different simulations are made to investigate the sensitivity of the results using as key variables the price of Natural Gas and the calculation of transit capacity; each simulation is evaluated against a reference scenario that doesn't include the market coupling. The year of reference is 2010 and the assumption is to have a perfect competition; for this reason the absolute values of the calculated variables are not relevant, but the differential between the pairs of simulations.

Keywords: market coupling, market simulation, Italian day-ahead market, cross-border exchanges.

Introduzione

Benché i potenziali benefici di un'integrazione dei mercati elettrici siano stati, almeno a livello teorico, ampiamente dimostrati, ancora sono pochi i risultati rigorosi su casi reali. Il presente lavoro si muove in questa direzione andando ad analizzare gli effetti di un market coupling sul mercato del giorno prima italiano. Nel primo capitolo ci si preoccuperà di fare un panoramica generale sull'integrazione dei mercati dell'energia elettrica. Si guarderà alla situazione attuale ed agli obiettivi verso cui ci si sta concentrando. Si vedranno quali sono le forme di integrazione esistenti, quelle sfruttate nel passato e quelle ad oggi sfruttate o sfruttabili. Proseguendo, verrà presentata una panoramica della situazione in Europa con uno sguardo particolare all'Italia, si descriverà lo stato dei mercati già integrati o parzialmente tali ed i progetti in via di realizzazione. Nel secondo capitolo si descriveranno le principali tecniche di simulazione applicabili ai mercati elettrici. Successivamente, ci si soffermerà sulla descrizione più approfondita dei modelli di ottimizzazione vincolata, in particolare per quel che riguarda la struttura del simulatore di medio termine MTSIM (Medium Term Simulator) utilizzato nello studio. Si descriverà la funzione obiettivo e la formulazione dei vincoli al fine del calcolo del dispacciamento idrotermico senza trascurare gli accorgimenti per rendere il problema computazionalmente più gestibile. Il terzo capitolo entra nel merito degli scenari oggetto dello studio, in particolare si descriveranno tutte le ipotesi modellistiche effettuate e verranno mostrati i dati di partenza. Il quarto ed ultimo capitolo include un'esposizione dei risultati ottenuti seguiti da un breve commento degli stessi.

Capitolo 1

Integrazione dei mercati elettrici

Il mercato interno dell'energia elettrica è in via di realizzazione dalla seconda metà degli anni 90, come si evince da [1], tale mercato è concepito allo scopo di offrire a tutti i consumatori una reale libertà di scelta, creare nuove opportunità commerciali, intensificare gli scambi transfrontalieri. Questi aspetti aiuteranno a garantire una maggior efficienza diminuendo la concentrazione dei mercati, dispacciando un mix di generazione più eterogeneo, riducendo la capacità di riserva e quindi migliorando la sicurezza dell'intero sistema elettrico. Di contro esistono tuttora ostacoli alla realizzazione di tale obiettivo, in particolare non esistono in tutti gli stati membri meccanismi che garantiscano un accesso non discriminatorio alla rete e le normative esistenti non predispongono la creazione di capacità di interconnessione transfrontaliera. Per superare tali ostacoli è necessario, oltre ad uniformare i design di mercato, rafforzare la collaborazione tra i gestori dei sistemi di trasmissione (TSOs), al fine di garantire un accesso trasparente e non discriminatorio alla capacità di interconnessione. A tal scopo andranno elaborati orientamenti quadro che definiscano metodi di assegnazione della capacità, le tariffe, le rendite di congestione e diano linee guida su come questo vada ad influire sui rispettivi codici di rete nazionali [2].

1.1 Tipologie di integrazione

Prima di soffermarsi sulla letteratura sviluppata è opportuno evidenziare quali siano le principali modalità con le quali si sono gestiti i processi di allocazione della capacità di transito. Tali modalità prendono il nome di aste esplicite e aste implicite nelle varie forme di splitting, volume coupling e price coupling.

1.1.1 Explicit auction

Le aste esplicite sono un meccanismo per allocare la capacità di transito transfrontaliero in cui i partecipanti al mercato si procurano i diritti fisici di transito (PTR) in un mercato dedicato, quindi separatamente ed indipendentemente da quelli che saranno gli scambi effettivi di energia. I PTR possono essere acquistati su diversi lassi temporali che vanno dal giorno alla settimana all'anno. Questo è il meccanismo attualmente adottato nella maggior

parte d'Europa secondo la procedura seguente. In prima istanza i gestori della rete (TSOs) dei paesi coinvolti si scambiano le informazioni necessarie a determinare la capacità netta di trasmissione (NTC). L'impossibilità di conoscere a priori quale sarà la direzione dei flussi derivante dal fatto che ancora non si conosce quello che sarà lo stato del sistema implica che la capacità debba necessariamente essere venduta per le due direzioni distinte. Successivamente, per ogni orizzonte temporale, si provvede a determinare la capacità di transito disponibile ai fini del mercato (ATC) sottraendo alla NTC la capacità già assegnata da contratti bilaterali (AAC). Informazioni più precise sulle procedure sono definite dai singoli TSOs, per ogni singola connessione come ad esempio in [3]. Il vantaggio di questo metodo risiede nel fatto che rappresenta il più semplice per la gestione della capacità sulle connessioni internazionali. Di contro, la presenza di aste separate crea asimmetrie informative, questo può pertanto determinare inefficienze nell'uso dell'interconnessione.

Va considerato un ulteriore problema per quanto riguarda il calcolo della ATC, sappiamo infatti dallo studio delle equazioni di Power Flow (PF) che per una rete elettrica questo valore non coincide quasi mai con il limite termico della linea. Questo accade perché i flussi si ripartiscono lungo la rete in funzione dei profili di carico e produzione, una volta che sappiamo come i flussi si sono ripartiti calcoliamo ATC su ogni singola linea corrispondente al momento in cui il primo vincolo viene violato (ossia quando la prima linea raggiunge il limite termico a meno dell'opportuno coefficiente di sicurezza). Il problema fondamentale è che il mercato, per calcolare i profili di produzione, prende come input ATC che dipende essa stessa dai profili di produzione. ATC non potrà dunque che essere un'approssimazione stimata con ampi margini di sicurezza che darà comunque origine ad un uso inefficiente della rete. Per visualizzare l'inefficienza si può fare uso di grafici quali quello di Fig.1.1, tratto da Creti, Fumagalli, and Fumagalli. [4] in cui in ascissa abbiamo la differenza dei prezzi zonali ed in ordinata le ore in cui si sono verificati i flussi. Appare evidente come i transiti che si collocano del secondo e nel quarto quadrante non sono coerenti

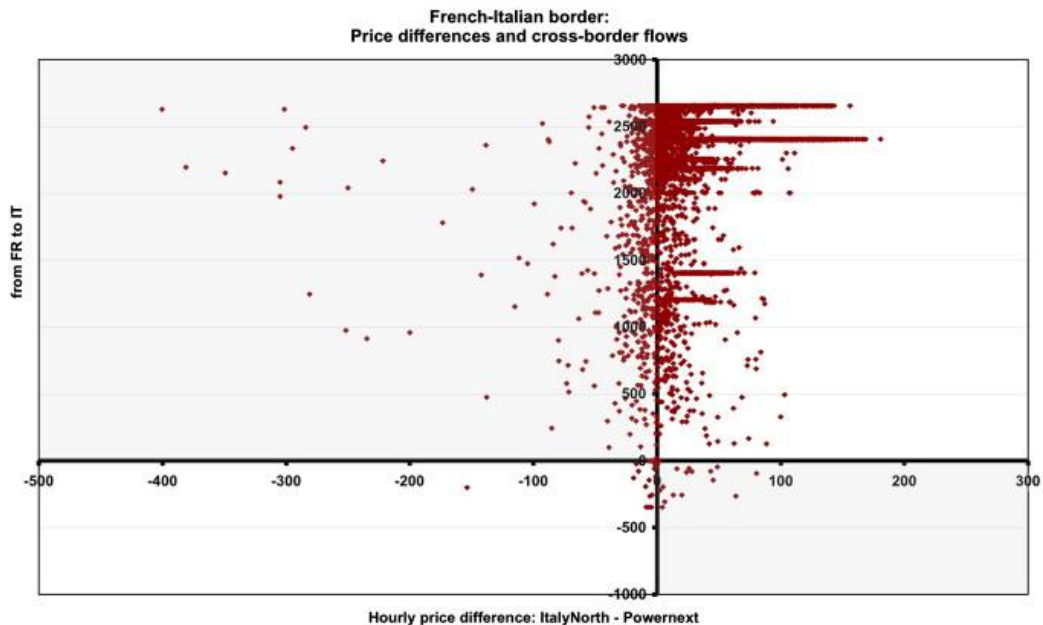


Figura 1.1 Analisi dei flussi alla frontiera italo-francese in funzione della differenza di prezzo (Fonte [4])

1.1.2 Implicit auction: coupling vs splitting

Con il meccanismo delle aste implicite, la capacità viene assegnata contestualmente allo svolgersi dei meccanismi d'asta a cui partecipano tutti i generatori a livello nazionale. In Scheppe, Caramanis, Tabors, and Bohn [5] viene definito il design di mercato energia/trasmissione tramite il modello di prezzi spot nodali, integrato con i diritti finanziari di transito (FTR) da Hogan [6].

Questo principio può essere implementato in due modalità chiamate market splitting e market coupling. Nel market splitting il mercato viene risolto da un solo gestore centrale (PX, per l'Italia il GME), il quale divide il mercato in zone a prezzo zonale differente ogni qualvolta si verifici una congestione applicando regole di matching comuni. Il grande difetto di questa soluzione risiede nel fatto che può essere efficacemente implementata soltanto quando i mercati coinvolti hanno un elevato grado di uniformità. Questo ne limita l'uso in un contesto come quello europeo in cui i mercati nazionali presentano peculiarità sia infrastrutturali che normative ed operative che richiederebbero sforzi sproporzionati per essere uniformate. Un esempio, mostrato in Figura 1.2, mostra come una variabile operativa quale quella che indica i tempi di apertura dei mercati sia già profondamente differente.

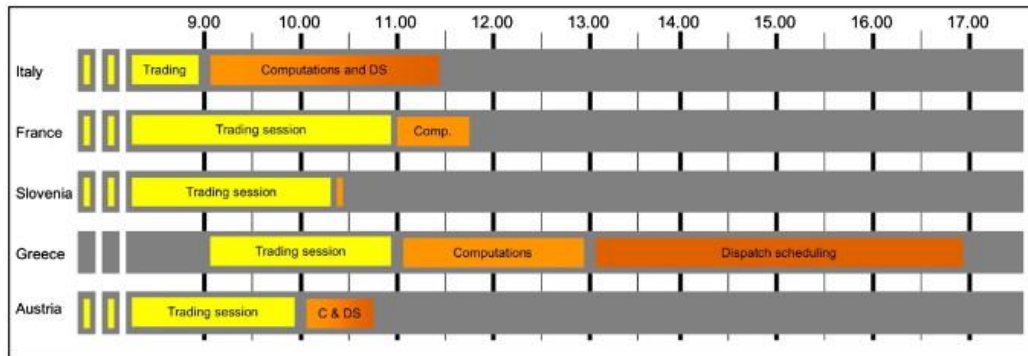


Figura 1.2 Tempi di apertura dei mercati per diversi paesi (Fonte [4])

Per quanto riguarda il market coupling, i PXs dei diversi paesi cooperano tra di loro per calcolare i flussi di potenza ottimali tra i diversi mercati. Tale configurazione si può effettuare in due diverse modalità, centralizzata e non. Nel primo caso le informazioni su domanda e offerta vengono raccolte in ogni singolo paese e vengono poi passate alla central matching unit (CMU), che risolve il mercato. Nel secondo caso, le informazioni vengono scambiate tra i PXs dei vari paesi ma ognuno di essi risolve singolarmente il mercato e comunica in seguito i risultati agli altri partecipanti. Una procedura più dettagliata per il modello decentralizzato può essere descritta come segue. Prima di tutto ogni TSO pubblica i dati sulla capacità transfrontaliera e ogni PX dichiara la domanda/offerta e stima uno scenario di flussi alla frontiera. A questo punto si esegue un primo clearing per ogni mercato e si va a vedere la relazione tra il prezzo ed i flussi. Tutte le informazioni vengono condivise tra i gestori dei paesi interessati e si cerca di modificare i piani di produzione con lo scopo di minimizzare la differenza di prezzi e massimizzare l'uso delle linee esistenti. L'ultimo step consiste nel notificare ai TSO i risultati.

Il market coupling può inoltre concretizzarsi nei meccanismi di volume coupling (Figura 1.3) o price coupling (Figura 1.4). Nel primo l'algoritmo è in grado di determinare i flussi di potenza alle frontiere. Nel secondo caso determina invece contemporaneamente ai flussi anche i prezzi per ognuno dei mercati accoppiati. Questo meccanismo è il più ambizioso e quello che realizza un'integrazione maggiore, è pertanto stato assunto come obiettivo da raggiungere dall'agenzia per la cooperazione dei regolatori dell'energia (ACER).

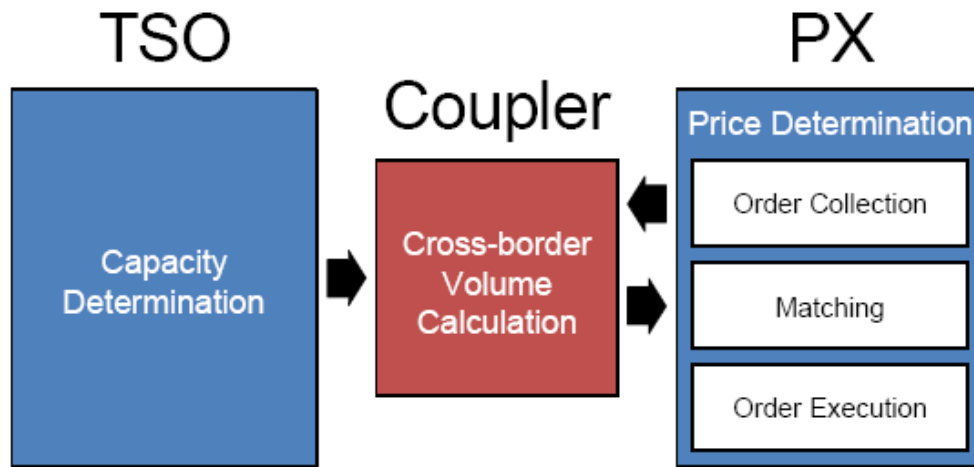


Figura 1.3 TSO e PX in un caso di volume coupling

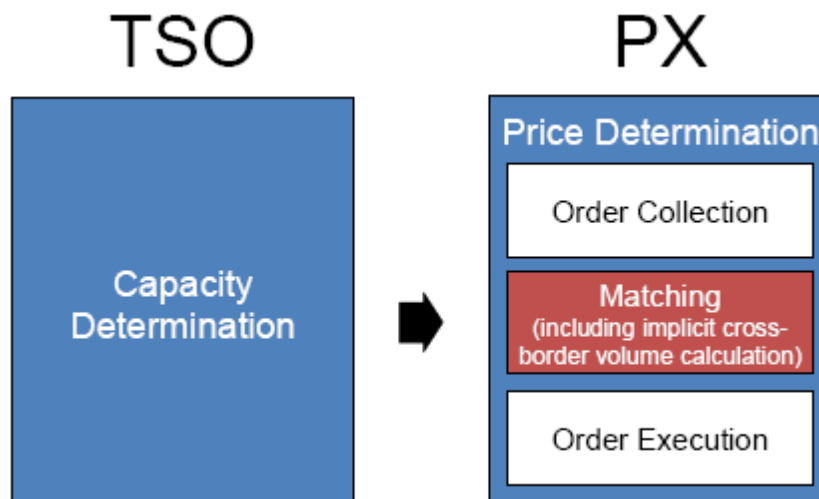


Figura 1.4 TSO e PX in un caso di price coupling

1.2 Letteratura sull'integrazione dei mercati

Possiamo dividere la letteratura sull'integrazione dei mercati elettrici in tre gruppi. Il primo include lavori teorici che vanno ad analizzare gli impatti dell'integrazione sui mercati. Il secondo è composto da analisi empiriche su dati reali e mira in prima istanza a dimostrare l'inefficienza dell'attuale metodo di aste esplicite nell'assegnazione della capacità di transito. Infine il terzo gruppo cerca di valutare l'impatto dell'introduzione di aste implicite e dell'aumento della capacità di transito. Quest'ultimo aspetto, congiuntamente alle regole di

accesso alla rete, rappresenta il punto chiave per poter parlare di integrazione in quanto tali infrastrutture sono state storicamente concepite più per ragioni di sicurezza e soccorso che di mercato.

Per quanto riguarda il primo gruppo. Troviamo lavori come Borenstein, Bushnell e Stoft [7] in cui vengono analizzati gli effetti di investimenti in capacità di trasmissione sul welfare e si analizzano gli impatti delle congestioni sul potere di mercato. In Chao e Peck [8] si dimostra che le aste esplicite, definendo i diritti fisici di transito (PTR) per ogni linea, massimizzano il welfare sotto le ipotesi di concorrenza perfetta e perfetta informazione. Risultati sono confermati da Joskow e Tirole [9]. Se invece lasciamo cadere l'ipotesi di concorrenza perfetta, entrambi i lavori mostrano come i PTR e gli FTR possano sia aumentare che diminuire il potere di mercato a seconda della struttura del mercato stesso e di quello dei diritti di trasmissione. I PTR potrebbero determinare vantaggi in termini di welfare peggiori degli FTR, questo perché possono essere strategicamente trattenuti dal mercato, problema che potrebbe essere prevenuto introducendo meccanismi di "use-it-or-lose-it" oppure "use-it-or-get-paid-for-it". In Neuhoff [10] invece si mostra come, assumendo che tutti i PTR vengano comprati, il meccanismo delle aste implicite riduce il potere di mercato. In Gilbert, Neuhoff e Newbery [11] si vede come la regola di prezzo non discriminatoria, quindi con asta in cui le offerte vengono valorizzate a prezzo uniforme pari al costo marginale del sistema, ossia il prezzo offerto dall'impianto meno economico chiamato a produrre, contribuiscano ridurre il potere di mercato. La regola di prezzo discriminatoria "pay-as-bid" potrebbe invece incrementarlo. Parisio e Bosco [12], allocando i diritti di transito per mezzo di aste implicite, evidenzia come le contrattazioni tra due paesi confinanti possono portare alla convergenza dei prezzi. Importante è anche vedere come guadagni e perdite di welfare vengono distribuiti tra i soggetti operanti nei due paesi coinvolti. Più nel dettaglio vediamo come nel paese importatore aumenti il surplus dei consumatori a scapito di quello dei generatori, il contrario succede invece per il paese esportatore. Ancora Ehrenmann e Neuhoff [13] analizza per una semplice rete a due nodi la differenza tra aste implicite ed esplicite nel caso di mercato oligopolistico e mostra come le prime possano contribuire a ridurre il potere di mercato dei generatori. Possiamo trovare un parere opposto in Boffa e Scarpa [14], in cui si mostra come l'integrazione possa agevolare comportamenti anti-competitivi e ridurre il welfare totale. Tale tesi emerge come risultato di uno studio effettuato su due mercati, uno in cui vige un regime di monopolio, l'altro in cui si ha un eccesso di capacità di generazione. Integrando i mercati si rischia che l'eccesso di potenza del secondo paese possa essere usato per soddisfare la domanda nel primo dove il monopolista riesce comunque a mantenere un regime di prezzi sostenuti. Gli effetti negativi ritornano poi al secondo paese che a sua volta sperimenta un aumento di prezzo dovuto alla minore capacità a disposizione.

Per quanto riguarda il secondo gruppo di lavori troviamo uno studio Newbery e Mc Daniel [15] analizza i dati riguardanti l'interconnessione Olanda-Germania e Francia-Gran Bretagna. Si evidenzia che i prezzi medi della capacità giornaliera allocata tramite aste esplicite sia inferiore a quello della capacità allocata su base settimanale e mensile, inoltre la capacità risulta sottoutilizzata. A risultati analoghi giunge Kristiansen [16] analizzando i dati riguardanti l'interconnettore Danimarca-Germania. In entrambi i lavori si osserva una situazione di arbitraggio imperfetto, ossia il prezzo della capacità di transito allocata risulta inferiore del differenziale di prezzo tra le due zone di mercato. Bunn e Zachmann [17] mostrano come, sempre con il meccanismo delle aste esplicite, un generatore il quale si trova ad essere operatore dominante in una zona e competitivo nella seconda, può avere un incentivo dall'acquistare diritti di trasmissione per esportare in senso opposto alla differenza di prezzo. Questo risultato viene confermato dall'analisi dei dati riguardante l'interconnessione Francia-Gran Bretagna in particolare durante le ore di picco. Il generatore dominante è ovviamente quello francese che si trova ad esportare in Gran Bretagna anche quando i prezzi sono inferiori. Facendo uso di un indicatore di performance per il cavo tra Danimarca e Germania Meeus [18] calcola come il meccanismo di price coupling vada ad operare più efficacemente sia della soluzione di volume coupling sia di quella non integrata.

Nel terzo gruppo di lavori per quanto riguarda l'impatto del market coupling sul welfare sociale troviamo uno studio fatto da Hobbs [19] prima che iniziasse il coupling trilaterale tra Belgio Francia e Olanda. Sfruttando la teoria dei giochi e partendo da cinque configurazioni possibili di mercato vengono valutate le variazioni di welfare dei singoli paesi e totale. I risultati ci dicono che l'operatore storico belga ha un ruolo strategico nel determinare il surplus di welfare totale e che il coupling risulta nel complesso favorevole ma nello specifico sfavorevole per i clienti olandesi. Assumendo questo operatore come price taker il surplus va a diminuire ma meglio si distribuisce tra i paesi coinvolti. Da Finon e Romano [20], leggiamo che nel caso di integrazione i consumatori che vivono in zone ad alto prezzo sperimentano un incremento di welfare a spese però di quelli che vivono in zone a prezzo inferiore. In Pellini [21], si mostra come il market coupling massimizzi l'uso della capacità di interconnessione e comporti aumenti di welfare per consumatori e TSO ed una piccola riduzione per i generatori. In questo lavoro si fanno simulazioni per l'Italia con diversi scenari, la conclusione è sempre un aumento dei transiti ed un abbattimento dei prezzi per i consumatori italiani. Per quanto riguarda invece l'incremento di capacità di trasporto Malaguzzi Valeri [22] simulano gli effetti sulla connessione tra Gran Bretagna e Irlanda. La conclusione è che il surplus totale aumenta ma diminuisce il rapporto tra i due, quindi i benefici di un paese crescono ma più che linearmente rispetto alla diminuzione che si ha nell'altro.

La distribuzione del welfare in funzione dell'espansione della capacità di transito è inoltre fortemente influenzata dal parco di generazione.

1.3 Contesto europeo

I mercati elettrici si sono evoluti con una grande libertà di scelta per quanto riguarda le varie architetture di mercato. Questa osservazione è testimoniata dalla sostanziale eterogeneità presente ad oggi per quel che riguarda le modalità per la gestione delle congestioni. Il massimo grado di coordinazione è stato raggiunto in quei progetti dove un solo PX gestisce le aste dell'energia e della capacità di transito, è questo il caso del NPS e del MIBEL. Per una panoramica più dettagliata dei progetti passati ed in via di sviluppo vedere la Figura 1.5

Project Name	Description	ERI	Status
NordPool and Estonia	market splitting among Norway, Finland, Sweden and Denmark since 1999, extended to Estonia since April 2010	Northern and BS	On-going
Trilateral Coupling (TLC)	price coupling among Belgium, France and the Netherlands since November 2006	CWE	Ended and substituted by CWE coupling in November 2010
Iberian Electricity Market (MIBEL)	market splitting between Spain and Portugal since 2007	SWE	On-going
Czech Republic and Slovakia	price coupling between Czech Republic and Slovakia since September 2009	CEE	On-going
European Market Coupling Company (EMCC)	tight volume coupling between Germany and Denmark and Germany and Sweden since November 2009	CWE and Northern	Ended and substituted by CWE-Nordic ITVC coupling in November 2010
Central West Europe (CWE)	price coupling among Belgium, France, Germany (including Austrian area), Luxemburg and the Netherlands since November 2010	CWE	On-going
Central West Europe and Nordic Interim Tight Volume Coupling (CWE-Nordic ITVC)	tight volume coupling between CWE and Nordic market via: Baltic cable between Germany and Sweden, Kontek cable between Germany and East Denmark, DK West cable between Germany and West Denmark and NordNed cable between the Netherlands and Germany the since November 2010	CWE and Northern	On-going
Nordic and Polish market coupling (SWE-POL)	price coupling between Northern region and Poland via the SWE-POL cable between Sweden and Poland since December 2010	Northern and CEE	On-going
Italy and Slovenia coupling (ITA-SI)	price coupling between Italy and Slovenia since January 2011	CSE	On-going
Central West Europe and Great Britain coupling (CWE-GB)	price coupling between CWE and Great Britain via the BritNed cable between the Netherlands and Great Britain since April 2011	CWE and FUI	On-going

Figura 1.5 Progetti di market coupling e splitting attualmente presenti in Europa

Scelte diverse sono state adottate nel caso in cui più PX siano presenti, è questo il caso del TLC e CWE, in cui si è scelto di coordinare i diversi mercati del giorno prima pur mantenendoli operativi singolarmente.

Per accelerare il processo di integrazione, l'associazione europea dei regolatori per l'elettricità ed il gas (ERGEG) ha lanciato nel 2006 un progetto chiamato Electricity Regional Initiative (ERI). In questo progetto si individuano sette aree regionali in funzione dei confini regionali (Figura 1.6). Tali aree svolgeranno il ruolo di passaggio intermedio ed andranno poi vicendevolmente integrate per la creazione del mercato unico. Ogni stakeholder partecipa all'iniziativa su base volontaria coordinato dal rispettivo regolatore nazionale. Concretamente l'ERI si propone di individuare soluzioni pratiche come individuare metodi comuni di gestione delle congestioni, programmare lo sviluppo di nuova capacità, incrementare la trasparenza, uniformare le iniziative dei singoli regolatori nazionali ed infine cercare di individuare il modo migliore per instaurare un mercato di bilanciamento internazionale.

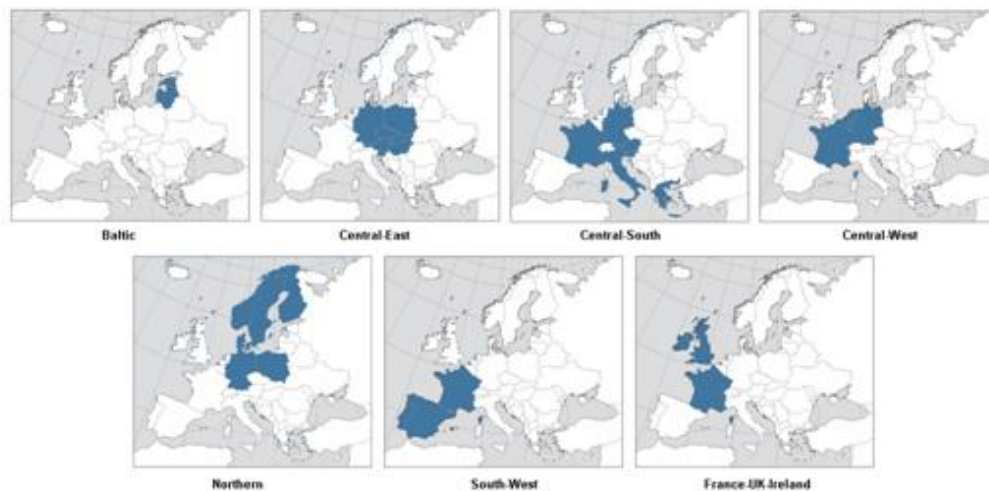


Figura 1.6 Aree regionali individuate dall'ERI.

In particolare, i TSOs presenti in queste sette aree, stanno collaborando per sviluppare un algoritmo comune per il calcolo del valore di ATC. Tale scelta è fondamentale vista sia la criticità di tale vincolo sia l'impossibilità di calcolarlo con esattezza.

Basandosi su questo step intermedio è poi partito il progetto Price Coupling of Region (PCR), supportato dall'associazione europea dei PXs (EPEX). Il PCR si propone di promuovere l'integrazione dei mercati regionali e nazionali in vista del mercato unico europeo, l'approccio adottato è il più ambizioso possibile, dunque il price coupling ma con modello decentralizzato. Lo scopo diventa dunque quello non di sostituirsi alle varie iniziative regionali già viste, ma di coordinarle nel rispetto delle specificità nazionali. In questo modo si permette ad ogni paese di mantenere i propri assetti istituzionali semplificando e

velocizzando notevolmente le procedure burocratiche, normative e legislative, senza che tali differenze vadano ad influire su quelle operative e sulle responsabilità derivanti dal coupling.

1.4 Situazione italiana

L'Italia fa parte della zona identificata come Central South Europe (CSE) insieme a Francia, Germania Austria Slovenia e Grecia. Anche se la Svizzera non è ufficialmente inclusa viene presa in considerazione in quasi tutti i lavori pubblicati, lo stesso verrà fatto qui. L'Italia si distingue da questi paesi principalmente per due aspetti. Il primo è la presenza del Prezzo Unico Nazionale (PUN), con il quale viene valorizzata la vendita dell'energia sull'intero territorio. Mentre i generatori vengono pagati secondo il più noto meccanismo dei prezzi zionali. Tale caratteristica, comune soltanto alla Grecia, è stata introdotta per rendere conto dell'eterogeneità che si può riscontrare nel paese. In pratica svolge la sua funzione ridistribuendo i picchi di prezzo che si andrebbero a formare in zone geograficamente difficili o meno sviluppate per quanto riguarda le infrastrutture tipiche del settore energetico. Come mostrato in Gallanti e Migliavacca [23], l'adozione di tale criterio può generare problemi, soprattutto in presenza di congestioni.

Altro aspetto evidente (Figura 1.7) è il livello di prezzo che in Italia rimane costantemente e consistentemente (anche di 20€/MWh) superiore.

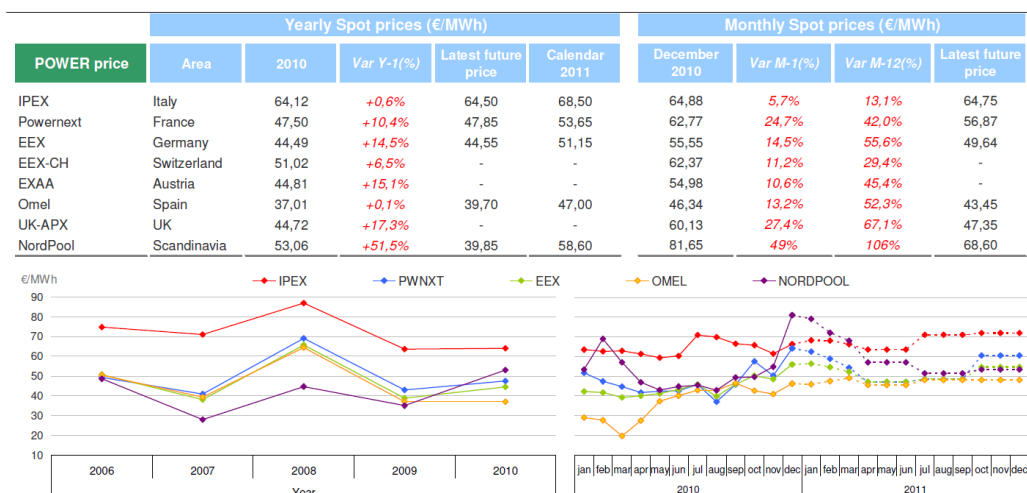


Figura 1.7 Andamento dei prezzi medi mensili sui mercati nazionali del CSE (Fonte: Thomsn-Reuters)

Tale fatto rimane fondamentalmente spiegabile tramite la scelta del mix di generazione Italiano. E' infatti ampiamente noto lo sbilanciamento verso una fonte costosa come il gas naturale. Meno noto è invece il mix di contratti di

approvvigionamento tra cui spiccato i take or pay che vincolano il paese a consumare gas indicizzato ai prezzi dei prodotti petroliferi e che, nell'attuale contesto del mercato del gas naturale, risultano particolarmente sconvenienti.

Altro fatto interessante riguarda la mole di flussi commerciali e flussi fisici tra i paesi del CSE mostrati in Figura 1.8. Notiamo ancora la differenza tra i due concetti dovuta alle peculiarità di una rete elettrica fittamente magliata come quella europea. I flussi commerciali stipulati tra paesi si distinguono in maniera consistente da quelli fisici soprattutto perché questi ultimi andranno a ripartirsi sulla rete seguendo leggi fisiche e non economiche. In questa ottica si spiega la grande differenza tra i contratti commerciali che legano l'Italia alla Francia ed i flussi fisici che transitano sulle linee che collegano direttamente i due paesi. Gran parte dell'energia importata dalla Francia arriva in Italia transitando dalla Svizzera e addirittura, seppur in quantità ben più modeste, dall'Austria e dalla Slovenia.

Ultimo aspetto degno di nota per l'Italia è il progetto di market coupling con la Slovenia partito il primo gennaio del 2011. Il modello adottato è di tipo decentralizzato, questo vuol dire che i due operatori di mercato si sono dotati di un algoritmo di matching comune che riproduce le regole dei singoli mercati e tiene conto delle due strutture di rete. Sia il GME che il corrispondente sloveno (BSP), raccolgono le offerte dei rispettivi operatori e, prima di eseguire il clearing, si scambiano le informazioni relative alle curve di domanda ed offerta oltre che i vincoli tra le diverse zone di mercato.

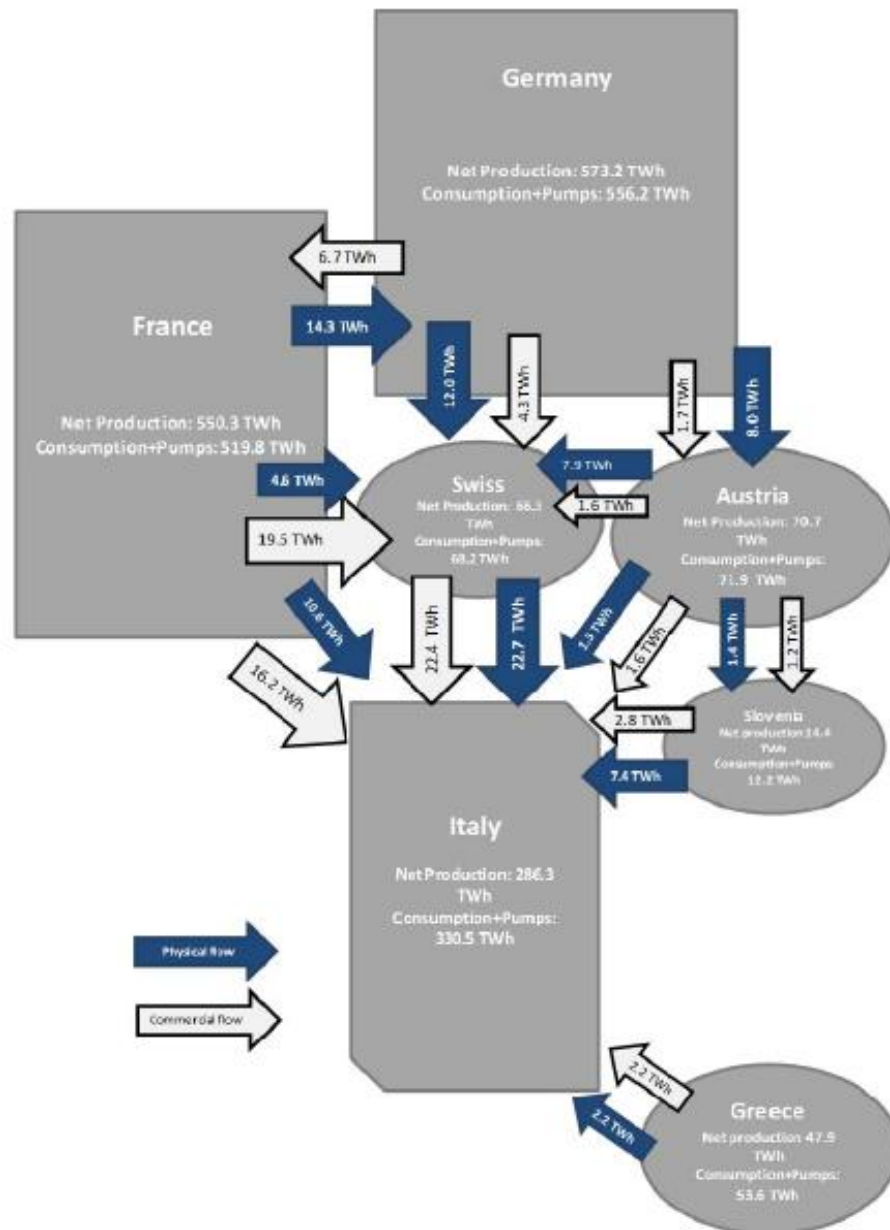


Figura 1.8 Rappresentazione dei flussi fisici e commerciali per i paesi del CSE (Fonte [21])

Capitolo 2

Descrizione del modello di calcolo MTSIM

Nel capitolo seguente si provvederà alla descrizione di massima delle metodologie ad oggi applicabili per la simulazione dei mercati elettrici. Successivamente si procederà con una descrizione più dettagliata dello specifico modello di ottimizzazione MTSIM.

2.1 Simulatori di mercato

Possiamo distinguere i simulatori di mercato a seconda dell'orizzonte temporale che si vuole andare a studiare. Sotto quest'ottica abbiamo simulatori di breve, medio e lungo termine. La scelta dell'orizzonte temporale dipende dal tipo di risultati che si vogliono ottenere ed influisce direttamente sul grado di dettaglio rappresentabile dal modello matematico. I simulatori di breve termine lavorano su intervalli di tempo che possono andare da un'ora ad una settimana e raggiungono tipicamente elevati gradi di dettaglio. Per questa ragione sono spesso utilizzati dai produttori per ottimizzare le strategie di offerta sul mercato. I simulatori di lungo termine lavorano invece su intervalli che vanno da un anno fino ad alcuni decenni, il loro grado di dettaglio è necessariamente inferiore ma si può pensare di modellizzare l'evoluzione del parco di generazione. Vengono più spesso utilizzati dai regolatori che vogliono studiare l'impatto di nuovi provvedimenti. L'intervallo di tempo compreso tra una settimana ed un anno è invece coperto dai simulatori di medio termine che vengono sfruttati da centri di ricerca e stakeholders per analisi di scenario. Un particolare utilizzo di questi modelli consiste nel market monitoring, ossia nel valutare quanto la struttura di mercato sia tale da consentire comportamenti anti-concorrenziali che allontanino il mercato reale dalla soluzione ideale di concorrenza perfetta. Una volta ottenuti questi primi risultati si può passare a valutare quanto queste potenzialità possano effettivamente essere sfruttate dai partecipanti al mercato. Per fare questo è necessario calcolare gli indici di performance del mercato nel momento desiderato e stimarne l'evoluzione verso il futuro.

Possiamo affrontare il problema del market monitoring con quattro approcci differenti: analisi dei dati, strumenti di price forecasting, strumenti di ottimizzazione e modelli delle strategie. Il primo si basa sull'analisi di serie storiche per elaborare gli indici desiderati. Il secondo sfrutta le serie storiche per estrapolare l'andamento degli indici verso il futuro, per farlo usa modelli probabilistici come ad esempio ARIMA (*Auto Regressive Integrated Moving*

Average). Lo svantaggio di tale metodo appare evidente, essendo basato su dati del passato non è infatti in grado di prevedere i probabili cambiamenti che si avranno nel sistema in esame. Per superare questo problema si passa a metodologie di simulazione di scenario. In quest'ottica troviamo il terzo ed il quarto approccio. Il terzo, basato sulla metodologia classica della minimizzazione dei costi, nasce nel contesto delle vecchie GenCo verticalmente integrate. Queste, operando spesso in regime di monopolio, stabilivano il dispacciamento in modo centralizzato minimizzando appunto i costi di esercizio. Con la liberalizzazione dei mercati dell'energia questo approccio entra in crisi e si rende necessaria l'adozione dell'ultima metodologia basata su modelli delle strategie. Nei mercati liberalizzati non vi è più un unico operatore che minimizza i costi ma molti che mirano a massimizzare i profitti. A questi si aggiunge il gestore del mercato che, oltre a gestire il procedimento d'asta, punta a massimizzare il social welfare tenendo conto dei vincoli tecnici della rete. Questa situazione è ben descrivibile tramite la teoria dei giochi, la branca della ricerca operativa che si occupa di studiare i processi decisionali di molti decisori, ognuno con il proprio obiettivo, ad informazione completa e non. Per quanto concettualmente questi modelli sembrano essere quelli che meglio si adattano alla simulazione dei mercati liberalizzati dell'energia, presentano delle limitazioni strutturali intrinseche alla teoria oltre che dei problemi tecnici legati al tempo di soluzione dell'algoritmo. Per questa ragione si torna al classico approccio di ottimizzazione adattato però al nuovo contesto. Questo adattamento si manifesta nella sostituzione della logica dei minimi costi con quella dei minimi prezzi, per farlo si aggiunge un certo valore (bid-up) al costo minimo. Il bid-up va così in qualche modo a simulare le strategie di offerta e viene in generale calcolato tramite programmi esterni. La formalizzazione matematica di questi due approcci può essere efficacemente riassunta in Figura 2.1

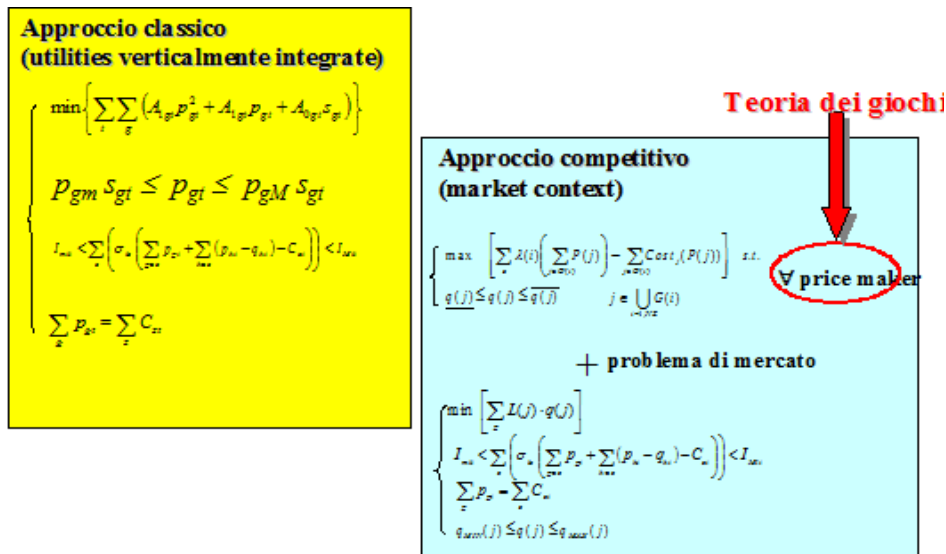


Figura 2.1 Formalizzazione matematica del problema di ottimizzazione e dei modelli delle strategie (Fonte [4])

2.2 Specifiche del simulatore MTSIM

Il mercato del giorno prima (MGP) su cui si svolge questo studio, è organizzato come un'asta su base oraria, non discriminatoria e segue il criterio di merito economico. Questo significa che le offerte di vendita vengono ordinate per prezzo crescente mentre le offerte di acquisto per prezzo decrescente. Le due curve si incrociano per andare a definire quello che sarà il prezzo marginale del sistema, definito come il prezzo dell'impianto meno economico chiamato a produrre. MTSIM è in grado di eseguire la risoluzione oraria del mercato, massimizzando il welfare sociale, e tenendo conto di: costi variabili di combustibile, altri costi variabili degli impianti di produzione (ad esempio i costi ambientali). I risultati forniti dal simulatore sono composti da: prezzo marginale per ogni zona e per ogni ora, dispacciamento di tutti gli impianti presenti, transiti di potenza tra le zone di mercato. Infine viene poi calcolato il Prezzo Unico Nazionale (PUN) come media dei prezzi zionali, ponderati sui consumi.

Per quanto riguarda il modello di rete, per garantire che le soluzioni calcolate dall'algoritmo di borsa siano compatibili con i vincoli fisici delle linee, vengono considerati con dettaglio orario i vincoli tra le zone geografiche ed i poli di generazione virtuale (nel caso Italia rappresentati da Monfalcone, Brindisi, Foggia, Rossano e Priolo. Sono zone geograficamente piccole in cui è concentrata una grande potenza e per questo critici dal punto di vista della loro connessione con il resto del paese). La rete viene modellizzata come magliata ed

i vincoli sono espressi in termini di potenza massima e minima (quindi per ogni direzione) transitabile.

La domanda viene espressa come fabbisogno zonale netto, dove con il termine netto stiamo ad indicare il fatto che viene depurata dall'energia consumata dai pompaggi e dagli ausiliari delle centrali ma al lordo delle perdite di rete. La domanda è pensata come rigida (ipotesi per altro piuttosto vicina a quanto succede nella realtà), ossia viene richiesta senza indicazioni di prezzo. Si possono inoltre definire i margini di riserva operativa espressi sulla percentuale del carico, vincolo che viene tenuto in considerazione quando si effettua lo Unit Commitmet.

Gli impianti termoelettrici sono censiti singolarmente, per ognuno di essi sono definite la zona di mercato in cui si trovano, la potenza massima e minima con dettaglio orario, il tipo o il mix di combustibili sfruttati con curva di consumo linearizzata, il tasso di indisponibilità dovuto alla manutenzione ordinaria o in seguito ad eventi accidentali. In particolare si tiene conto dell'indisponibilità riducendo la potenza offribile in borsa. Viene inoltre definita la flessibilità degli impianti in relazione alla taglia ed alla tecnologia adottata, ci sono dunque vincoli sul numero di fermate ed avviamenti effettuabili da ogni singolo impianto oltre che sul numero minimo di ore in cui deve restare in servizio una volta che è chiamato a produrre. L'offerta del singolo impianto dipende dal costo variabile del combustibile e delle emissioni nonché dal bid-up. Avendo però adottato l'approccio dei minimi costi, in questo studio assumeremo sempre il bid-up nullo, ossia i prezzi saranno uguali ai costi.

Gli impianti idroelettrici ad acqua fluente sono considerati singolarmente. Quelli a bacino vengono invece raggruppati in un unico impianto equivalente per vallata. Con il termine vallata si intende una zona che, per le sue caratteristiche topologiche può essere ricondotta ad un unico sistema idraulicamente connesso. I principali impianti di pompaggio sono modellizzati singolarmente tenendo conto della potenza massima e minima (negativa, quindi assorbita dalle pompe), delle indisponibilità, del rendimento del ciclo di pompaggio, degli apporti naturali, delle capacità massime e minime rispettivamente del serbatoio a monte ed a valle, del livello iniziale e finale del serbatoio stesso.

2.3 Struttura del simulatore

Il simulatore MTSIM è stato sviluppato utilizzando Matlab, in particolare la risoluzione del problema di dispacciamento idrotermico viene risolto facendo uso del componente aggiuntivo (toolbox) chiamato Tomlab, il quale garantisce la

convergenza dell'algorithmo in un maggior numero di casi oltre a richiedere tempi computazionali di un ordine di grandezza inferiori rispetto a quelli impiegati dalla routine di base LINPROG già presente nell'ottimizzatore di Matlab. Lo unit commitment, ossia la decisione di quali impianti siano chiamati a produrre per ogni singola ora, viene determinato in due fasi. La prima si svolge azzerando i vincoli tecnici ed utilizzando tecniche di tipo euristico, distinguendo di fatto solo gli impianti in attività da quelli spenti. Successivamente si procede introducendo i vincoli sulla potenza e sulla flessibilità, modificando ove necessario lo unit commitment. Sia gli input che gli output della simulazione vengono stampati su file Excel.

La complessità dei sistemi che si andranno a simulare e la conseguente mole di dati che prendono parte alla risoluzione del problema ha reso necessario ricorrere a particolari accorgimenti numerici.

Come noto, i problemi che includono la presenza di reti elettriche danno luogo nella loro definizione formale a matrici sparse. Una matrice sparsa è una matrice in cui prevalgono elementi nulli, Matlab offre la possibilità di definire matrici in forma sparsa utilizzando il comando `sparse(nome_matrice)`, che scrive ogni elemento non nullo e ne identifica la posizione per mezzo degli indici (riga,colonna). Le funzioni di Matlab che andranno poi ad operare su questi elementi sono ottimizzate per sfruttarne la topologia, ossia eviteranno di effettuare le operazioni su quelle aree in cui sono presenti soltanto elementi nulli riducendo i tempi computazionali.

Per non dover ricorrere a centri di calcolo ma far girare le simulazioni in tempi ragionevoli utilizzando PC commerciali, si introduce l'opzione di ridurre il numero di intervalli temporali. Normalmente, per venire incontro alle regole di svolgimento dei mercati elettrici tali intervalli sono definiti orari, in MTSIM esiste la possibilità di definire una fascia di confidenza (Figura 2.2) attorno alla media del carico zonale, all'interno della quale le ore possano essere raggruppate. La banda di confidenza risulta ovviamente mobile e centrata sulla media del carico delle ore raggruppate.

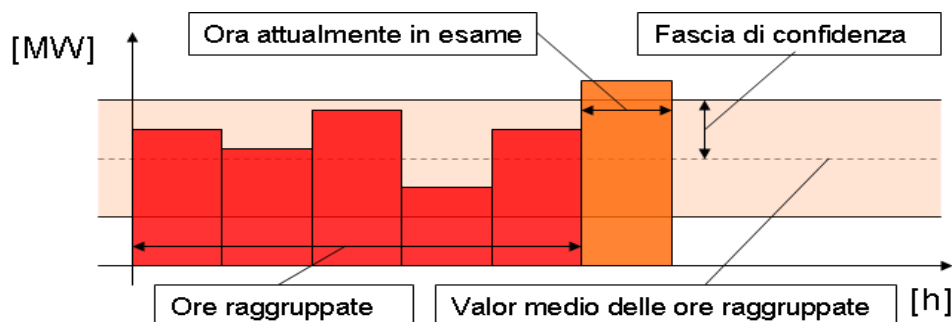


Figura 2.2 Schema del meccanismo di raggruppamento delle ore.

Il raggruppamento continua finché non si manifestano valori al di fuori della fascia di confidenza stabilita. Per evitare problemi di spianamento della domanda, con conseguente approssimazione inaccettabile del problema fisico reale, la possibilità di raggruppamento viene comunque sempre tolta per quelle ore che normalmente sono caratterizzate da forti variazioni di carico (picchi massimi e minimi, rampe mattutine).

Quanto detto può venire efficacemente riassunto dallo schema riportato in Figura 2.3

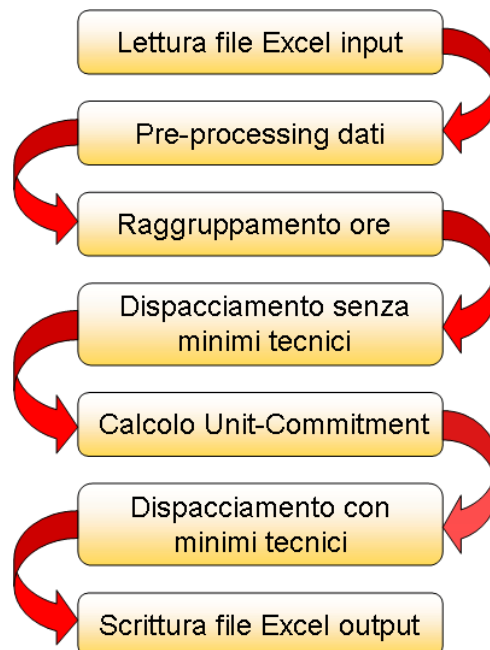


Figura 2.3 Schema degli step eseguiti dal codice MTSIM

2.4 Dispacciamento idrotermico

Appare evidente come questa sia la fase più significativa e come tutte le fasi di pre-processing e raggruppamento siano state eseguite con la finalità di rendere i tre passaggi successivi più efficacemente risolvibili. Va ricordato che il dispacciamento riguarda ovviamente soltanto gli impianti in grado di modulare la produzione, per questa ragione in questa fase gli impianti idonei non sono chiamati a produrre fino a soddisfare l'intera domanda ma soltanto fino ad un livello chiamato carico contendibile. Questo viene ottenuto depurando il carico totale da tutta quella produzione a cui tipicamente viene assegnata priorità di dispacciamento (RES, CHP con produzione elettrica dipendente dalla domanda termica, CIP6)

2.4.1 Funzione obiettivo

Obiettivo della simulazione è il calcolo della risoluzione oraria del mercato elettrico mediante una minimizzazione del prezzo dell'energia scambiata. Matematicamente tale obiettivo si traduce nell'equazione 2.1:

$$\min \left\{ \sum_t \left[\sum_g c_{gt} P_{gt} + \sum_z VOLL \cdot ENP_{zt} + \sum_z VOEE \cdot EIE_{zt} \right] \Delta T_t + \right. \\ \left. + c_{ET} GCBuyET + c_{CDM} GCBuyCDM \right\} \quad (2.1)$$

In cui:

$$P_{gt}$$

potenza [MW] dell'impianto termoelettrico g al tempo t ;

$$\Delta T_t$$

intervallo di tempo [h], convenzionante uguale ad un'ora, può assumere valori superiori compatibilmente con i criteri di raggruppamento;

$$VOLL$$

(*Value Of Lost Load*) valore [€/MWh] assegnato all'energia non fornita al carico, per la situazione di alta qualità del servizio richiesta in Italia è pensabile come penale ed assume quindi usualmente valori molto elevati se confrontati con i normali prezzi di cessione dell'energia;

$$VOEE$$

(*Value Of Exceeding Energy*) valore [€/MWh] assegnato all'energia in eccesso, interventi onerosi sugli impianti o l'approvvigionamento di risorse sul mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) portano la valorizzazione di questa componente ben al di sopra dei prezzi normalmente attribuiti all'energia;

$$ENP_{zt}$$

(*Energy Not Provided*) energia [MWh] non fornita al carico nella zona z al tempo t ;

$$EIE_{zt}$$

(*Energy In Excess*) energia [MWh] in eccesso nella zona z al tempo t ;

$$c_{ET}$$

costi [€/tonCO₂] di *Emissions Trading*;

$$c_{CDM}$$

costi di *Clean Development Mechanism*;

$$GCBuyET$$

quantità di quote *ET*;

$$GCBuyCDM$$

quantità di crediti *CDM*.

Appare evidente come la minimizzazione del prezzo nell'anno si traduca come la minimizzazione della sommatoria dei prezzi su ogni singolo intervallo temporale, questi ultimi a loro volta ottenuti dalla sommatoria dei prezzi di ogni singolo impianto nell'intervallo di tempo considerato.

L'unica variabile che manca da descrivere è c_{gt} , ossia il costo di produzione dell'impianto g al tempo t . Per la maggiore complessità tale variabile merita una trattazione a parte. Il suo valore è dato dalla somma di diverse componenti espresse nella formula 2.2

$$c_{gt} = A_{gt} + BidUp_{gt} + ECO2_{gt} + ENOX_g + VarCOSTS_g \quad [\text{Euro/MWh}] \quad 2.2$$

In cui:

$$\begin{cases} A_{gt} = \pi_{r\Phi 1(g)} c_{r\Phi 1} B_{1gr\Phi 1} + \pi_{r\Phi 2(g)} c_{r\Phi 2} B_{1gr\Phi 2} \\ ECO2_{gt} = \left(\pi_{r\Phi 1(g)} f_{CO2\Phi 1(g)} B_{1gr\Phi 1} + \pi_{r\Phi 2(g)} f_{CO2\Phi 2(g)} B_{1gr\Phi 2} \right) c_{CO2} \\ ENOX_g = f_{NOX_g} c_{NOX} \end{cases} \quad (2.3)$$

Capitolo 2

Con:

$$A_{gt}$$

costo di produzione [€/MWh] attribuibile al combustibile

$$c_{t\Phi 1}, c_{t\Phi 2}$$

costo del combustibile [€/MJ] ($\Phi 1$, $\Phi 2$) al tempo t ;

$$B_{1gt\Phi 1}, B_{1gt\Phi 2}$$

curva di consumo del combustibile ($\Phi 1$, $\Phi 2$) dell' impianto termoelettrico g al tempo t , è un coefficiente lineare;

$$c_{CO_2}$$

costo di penalizzazione della CO₂;

$$c_{NO_x}$$

costo di penalizzazione degli NO_x e di altri inquinanti non CO₂;

$$f_{NO_x g}$$

produzione degli NO_x e di altri inquinanti non CO₂ dell' impianto termoelettrico g ;

$$f_{CO_2 \Phi 1(g)}, f_{CO_2 \Phi 2(g)}$$

fattore di emissività della CO₂ in relazione al tipo di combustibile ($\Phi 1$, $\Phi 2$);

$$\pi_{t\Phi 1(g)}, \pi_{t\Phi 2(g)}$$

mix di combustibili ($\Phi 1$, $\Phi 2$) dell' impianto termoelettrico g al tempo t ;

$$BidUp_{gt}$$

bid-up dell' impianto termoelettrico g al tempo t ;

$$VarCOSTS_g$$

eventuali altri costi variabili che si aggiungono a quelli dei combustibili dello impianto termoelettrico g (ad esempio i certificati verdi).

I coefficienti che determinano la curva di consumo del combustibile meritano un ulteriore approfondimento. Solitamente le curve di consumo del combustibile sono quadratiche, tuttavia MTSIM utilizza un modello lineare di ottimizzazione ed è pertanto necessario ricorre a curve di consumo linearizzate. Si può dimostrare che le curve quadratiche, nel range di funzionamento risultano particolarmente piatte e dunque l'operazione di linearizzazione non introdurrà errori significativi. Per il calcolo dei coefficienti si impone che la retta incroci la parabola nei punti di massimo e di minimo tecnico. Quest'assunzione è quasi sempre vera in quanto gli impianti si troveranno a funzionare sempre in uno di questi due punti, l'unico impianto a non seguire tale regola ed a funzionare quindi a carico parzializzato è quello marginale (dunque da un minimo di uno ad un massimo di uno per zona per ogni intervallo temporale). Matematicamente questo si traduce nel risolvere il seguente sistema:

$$\begin{cases} c_0 + c_1P + c_2P^2 = B_0 + B_1P \\ c_0 + c_1p + c_2p^2 = B_0 + B_1p \end{cases} \quad (2.4)$$

Da cui con semplici passaggi matematici:

$$\begin{cases} B_1 = c_1 + c_2(P + p) \\ B_0 = c_0 - c_2(P + p)P + c_2P^2 \end{cases} \quad (2.5)$$

2.4.2 Vincoli

Come già detto il sistema è caratterizzato da un insieme di vincoli tecnici che devono essere rispettati per garantire l'ammissibilità dei risultati calcolati. Nel seguito viene mostrato come questi vincoli vengono implementati per ogni tipologia di impianto.

Potenza impianti termoelettrici

In ogni periodo t la potenza generata P_{gt} da ogni gruppo termico g in servizio deve rispettare i vincoli tecnici e cioè lavorare nell'intervallo di potenza assegnato, eventualmente pari a zero nel caso in cui non sia chiamato a produrre:

$$P_{gtm} \cdot S_{gt} \leq P_{gt} \leq P_{gtM} \cdot S_{gt} \quad (2.6)$$

con:

$$P_{gm}, P_{gM}$$

potenza massima e minima ammissibile per l'impianto g ;

$$S_{gt}$$

stato dell'impianto termoelettrico al tempo t (0 = spento; 1 = acceso), in questo modo si tiene conto del dispacciamento in un'unica equazione.

Must-run su impianti termoelettrici.

La potenza generata p_{gt} da un dato impianto termoelettrico g deve essere uguale ad un preciso valore p_{gt}^* o non scendere al di sotto di questo nel corso dell'intervallo di tempo specificato:

$$\begin{aligned} p_{gt} &= p_{gt}^* & \forall g \in \Gamma_1, \forall t \in T_1^* & & P_{gtm} \leq p_{gt}^* \leq P_{gtM} \\ p_{gt} &\geq p_{gt}^* & \forall g \in \Gamma_2, \forall t \in T_2^* & \end{aligned} \quad (2.7)$$

con:

$$p_{gt}^*$$

potenza *must-run* dell'impianto termoelettrico g al tempo t ;

$$\Gamma_2$$

set di impianti termoelettrici.

Produzione impianti termoelettrici.

La produzione $E_{\Gamma T^*}$ di tutti i gruppi termici in servizio su un dato periodo deve rispettare i vincoli tecnici:

$$E_{m\Gamma T^*} \leq \sum_{t \in T^*} \sum_{g \in \Gamma} k p_{gt} \Delta T_t \leq E_{M\Gamma T^*} \quad 2.8$$

con:

$$E_{m\Gamma T^*}, E_{M\Gamma T^*}$$

energia minima /massima su un dato periodo;

$$k$$

moltiplicatore dell'integrale delle potenze.

Consumo combustibili.

Il consumo di combustibile $W_{\Gamma T^*}$ di tutti i gruppi termici in servizio su un dato periodo deve rispettare i vincoli tecnici:

$$W_{m\Gamma T^*} \leq \sum_{t \in T^*} \sum_{g \in \Gamma} \pi_{gtf} (B_{1gtf} p_{gt} + B_{0gtf} s_{gt}) \Delta T_t \leq W_{M\Gamma T^*} \quad (2.9)$$

con:

$$W_{m\Gamma T^*}, W_{M\Gamma T^*}$$

consumo minimo/massimo di combustibile su un dato periodo;

$$B_{0gtf}$$

curva di consumo del combustibile ($f1, f2$) dell'impianto termoelettrico g al tempo t , termine fisso.

Emissioni di CO₂.

La quantità di CO₂ producibile da uno o più impianti appartenenti ad una stessa GenCo deve rispettare il seguente vincolo:

$$\sum_{t \in T^*} \sum_{g \in \Gamma} \sum_{\Phi_i(g)} \pi_{\Phi_i(g)} f_{CO_2 \Phi_i(g)} (B_{1_{gt\Phi_i}} p_{gt} + B_{0_{gt\Phi_i}} s_{gt}) \cdot \Delta T_t \leq M_t \quad (2.10)$$

con:

M quantità massima di CO₂ producibile su un dato periodo.

Potenza impianti idroelettrici.

In ogni periodo t la potenza generata p_{ht} (q_{ht} per gli impianti di pompaggio) da ogni centrale idraulica h deve rispettare i vincoli tecnici:

$$0 < p_{ht} < P_{Mht} \quad 0 < q_{ht} < Q_{Mht} \quad (2.11)$$

con:

$$p_{ht}$$

potenza prodotta dall'impianto idroelettrico h al tempo t ;

$$P_{Mht}$$

massima potenza dell'impianto idroelettrico h al tempo t ;

$$q_{ht}$$

potenza prodotta dall'impianto di pompaggio h al tempo t ;

$$Q_{Mht}$$

massima potenza dell'impianto di pompaggio h al tempo t .

Volumi bacini.

In ogni periodo t il volume di acqua V_{ht} in ogni vasca deve rispettare i vincoli tecnici

$$V_{mht} \leq v_{h0} + \sum_{\tau < t} \left[\left(n_{h\tau} - w_{h\tau} - \frac{p_{h\tau} - \eta_h q_{h\tau}}{\lambda_h} \right) \Delta T_t \right] \leq V_{Mht} \quad (2.12)$$

con:

$$V_{mht}, V_{Mht}$$

volume minimo/massimo del bacino h al tempo t ;

$$v_{h0}$$

volume iniziale del bacino h ;

$$n_{h\tau}$$

apporto naturale al bacino h nel periodo τ ;

$$w_{h\tau}$$

sfioro del bacino h al periodo τ ;

$$\eta_h$$

rendimento di pompaggio;

$$\lambda_h$$

coefficiente energetico.

Transito fra zone.

Il transito I_{lt} tra zone geografiche e virtuali di tutti i gruppi termici in servizio su un dato periodo deve rispettare i vincoli tecnici:

$$I_{mht} \leq \sum_z \left(\sigma_{lz} \left(\sum_{g \in z} p_{gt} + \sum_{h \in z} (p_{ht} - q_{ht}) - C_{zt} - r_{st} + ENP_{zt} - EIE_{zt} \right) \right) \leq I_{Mht} \quad (2.13)$$

con:

$$I_{mht}, I_{Mht}$$

limite minimo/massimo di transito al tempo t ;

$$\sigma_{lz}$$

coefficiente PTDF zona z ;

$$C_{zt}$$

carico orario nella zona z al tempo t ;

$$r_{st}$$

riserva, utilizzata solo nella fase dello Unit Commitment.

Bilancio di potenza.

$$\sum_g p_{gt} + \sum_h (p_{ht} - q_{ht}) = \sum_z (C_{zt} + r_{st}) - \sum_z ENP_{zt} + \sum_z EIE_{zt} \quad (2.14)$$

Energia non fornita.

$$ENP_{zt} \geq 0 \quad (2.15)$$

Energia in eccesso.

$$EIE_{zt} \geq 0 \quad (2.16)$$

Emissioni di CO₂.

La quantità di CO₂ producibile da tutti i generatori in un anno deve rispettare il seguente vincolo:

$$\sum_t \left[\sum_g \sum_{\Phi_i(g)} \pi_{\Phi_i(g)} f_{CO_2 \Phi_i(g)} (B_{1,gr\Phi_i} p_{gt} + B_{0,gr\Phi_i} s_{gt}) \right] \cdot \Delta T_t \leq \overline{PCO_2}_{Italy} + GCBuyET + GCBuyCDM \quad (2.17)$$

$$GCBuyET_m \leq GCBuyET \leq GCBuyET_M$$

$$GCBuyCDM_m \leq GCBuyCDM \leq GCBuyCDM_M$$

$$GCBuyET_m \leq 0 \quad GCBuyCDM_m \leq 0$$

con:

$$\overline{PCO2}_{Italy}$$

quota massima ammessa per il sistema Italia.

2.4.3 Riformulazione dei vincoli come uguaglianze con limiti inferiori e superiori

Produzione impianti termoelettrici.

$$E_{\Gamma T^*} = \sum_{t \in T^*} \sum_{g \in \Gamma} k p_{gt} \Delta T_t \quad (2.18)$$

Consumo combustibili.

$$W_{\Gamma T^*} = \sum_{t \in T^*} \sum_{g \in \Gamma} \pi_{gft} (B_{1gft} p_{gt} + B_{0gft} s_{gt}) \Delta T_t \quad (2.19)$$

Emissioni di CO₂.

$$Emiss_{CO_2} = M_t - \sum_{t \in T^*} \sum_{g \in \Gamma} \sum_{\Phi i(g)} \pi_{\Phi i(g)t} f_{CO_2 \Phi i(g)} (B_{1gt\Phi i} p_{gt} + B_{0gt\Phi i} s_{gt}) \Delta T_t \quad (2.20)$$

Volumi bacini.

$$V_{ht} = V_{ht-1} + \left(n_{ht} - w_{ht} - \frac{p_{ht} - \eta_h q_{ht}}{\lambda_h} \right) \Delta T_t \quad (2.21)$$

$$V_{h0} = \bar{v}_{h0}$$

Un errato settaggio delle condizioni al contorno potrebbe causare l'impossibilità di rispettare i vincoli di bacino, se questo si verificasse anche su una singola ora si avrebbe un messaggio diagnostico che non consentirebbe tuttavia di isolare l'equazione interessata. Per aggirare questo problema si possono introdurre per i questi vincoli delle variabile positive dette di "slack". Tali variabili hanno la funzione di consentire al bacino di sfiorare dai propri limiti, per compensare la non coerenza fisica di un processo introdotto per superare un problema puramente computazionale, a queste variabili è assegnato un costo di

valorizzazione particolarmente elevato di 1×10^6 €. Le equazioni andranno dunque modificate come segue:

$$V_{ht} = V_{ht-1} + \left(n_{ht} - w_{ht} - \frac{p_{ht} - \eta_h q_{ht}}{\lambda_h} \right) \Delta T_t + x_{ht} - y_{ht} \quad (2.22)$$

$$V_{h0} = \bar{V}_{h0}$$

MTSIM visualizza la somma dei valori di tutte le variabili di slack idriche alla fine del calcolo dei due dispacciamenti idrotermici. Questo fornisce all'utente un'indicazione complessiva sul fatto che vi siano state violazioni dei vincoli di bacino. Tuttavia, nella versione attuale di MTSIM i valori orari delle variabili di slack non sono scritti sui files di output ma devono essere ispezionati dall'interno di MATLAB fermando l'esecuzione di MTSIM con un opportuno breakpoint.

Transito fra zone.

$$I_{lt} = \sum_z \left(\sigma_{lz} \left(\sum_{g \in z} p_{gt} + \sum_{h \in z} (p_{ht} - q_{ht}) - C_{zt} - r_{st} + ENP_{zt} - EIE_{zt} \right) \right) \quad (2.23)$$

Bilancio di potenza.

$$\sum_g p_{gt} + \sum_h (p_{ht} - q_{ht}) = \sum_z (C_{zt} + r_{st}) - \sum_z ENP_{zt} + \sum_z EIE_{zt} \quad (2.24)$$

Margine di CO₂.

$$MargCO2 = \overline{PCO2}_{Italy} + GCBuyET + GCBuyCDM - \sum_t \left[\sum_g \sum_{\Phi_i(g)} \pi_{\Phi_i(g)} f_{CO2 \Phi_i(g)} (B_{1g\Phi_i} p_{gt} + B_{0g\Phi_i} s_{gt}) \right] \Delta T_t \quad (2.25)$$

Limiti inferiori e superiori

Potenza impianti termoelettrici.

$$p_{gtm} \cdot s_{gt} \leq p_{gt} \leq p_{gtM} \cdot s_{gt} \quad (2.26)$$

Must-run su impianti termoelettrici.

$$\begin{aligned} p_{gt} &= p_{gt}^* & \forall g \in \Gamma_1, \forall t \in T_1^* & & p_{gtm} \leq p_{gt}^* \leq p_{gtM} \\ p_{gt} &\geq p_{gt}^* & \forall g \in \Gamma_2, \forall t \in T_2^* & \end{aligned} \quad (2.27)$$

Produzione impianti termoelettrici.

$$E_{m\Gamma T^*} \leq E_{\Gamma T^*} \leq E_{M\Gamma T^*} \quad (2.28)$$

Consumo combustibili.

$$W_{m\Gamma T^*} \leq W_{\Gamma T^*} \leq W_{M\Gamma T^*} \quad (2.29)$$

Emissioni di CO₂.

$$Emiss_{CO_2} \geq 0 \quad (2.30)$$

Potenza impianti idroelettrici.

$$0 < p_{ht} < P_{Mht} \quad 0 < q_{ht} < Q_{mht} \quad (2.31)$$

Volumi bacini.

$$V_{mht} \leq V_{ht} \leq V_{Mht} \quad (2.32)$$

Transito fra zone.

$$I_{mht} \leq I_{ht} \leq I_{Mht} \quad (2.33)$$

Energia non fornita.

$$ENP_{zt} \geq 0 \quad (2.34)$$

Energia in eccesso.

$$EIE_{zt} \geq 0 \quad (2.35)$$

Emissioni di CO₂.

$$\begin{aligned}
 \text{MargCO}_2 &\geq 0 \\
 \text{GCBuyET}_m &\leq \text{GCBuyET} \leq \text{GCBuyET}_M \\
 \text{GCBuyCDM}_m &\leq \text{GCBuyCDM} \leq \text{GCBuyCDM}_M \\
 \text{GCBuyET}_m &\leq 0 \qquad \qquad \text{GCBuyCDM}_m \leq 0
 \end{aligned}
 \tag{2.36}$$

In questo set di equazione il valore minimo è consentito negativo in modo da simulare la possibilità di vendere eccedenze nell'opportuno ETS (Emission Trading System)

2.4.4 Ordine delle equazioni e delle variabili

Come abbiamo già visto, la dimensione dei sistemi da simulare richiede una serie di accorgimenti che ne facilitino ed a volte ne rendano possibile la soluzione. Abbiamo definito le matrici in forma sparsa e sfatto svolgere una fase di pre-processing in cui Matlab permuta righe e colonne in modo da generare una matrice di forma ottimale. Tuttavia, la conoscenza a priori della struttura del problema permette di individuare un ordine di inserimento delle equazioni e delle variabili che faciliti il compito del risolutore.

Prima di chiedersi come ordinare equazioni e variabili è opportuno chiedersi quale sia la struttura ottimale della matrice che definisce il problema. E' noto come la struttura diagonale a blocchi, in cui la matrice quadrata contiene soltanto blocchi quadrati sulla diagonale mentre gli altri blocchi sono costituiti da soli zeri, sia quella che facilita maggiormente il trattamento numerico di sistemi di grandi dimensioni.

Per ottenere questo risultato le variabili sono state inserite a blocchi per tempo crescente. Mentre le equazioni sono state ordinate come segue: vincoli non integrali per tempo crescenti, vincoli integrali di bacino per tempi crescenti, ulteriori vincoli integrali avendo cura di lasciare quello sulla CO₂ per ultimo. Questo perché va a legare tutti i tempi e costituisce per questo una riga piena.

Così facendo si arriva ad ottenere una matrice dei coefficienti con un aspetto come quello mostrato in Figura 2.4, i blocchi azzurri sono quelli che andranno a contenere valori non nulli. Si nota che l'ordinamento per tempi crescenti di variabili e equazioni relative ai vincoli non integrali fa sì che la parte superiore della matrice dei coefficienti sia diagonale a blocchi. Questa è seguita da una sezione intermedia anch'essa a blocchi (i vincoli di bacino coinvolgono solamente variabili afferenti a tempi contigui). La porzione inferiore è invece più piena in quanto i vincoli integrali comportano legami intertemporali, ma sarà formata nel maggior numero dei casi da un numero limitato di equazioni e pertanto non andrà ad appesantire eccessivamente l'onere di calcolo.

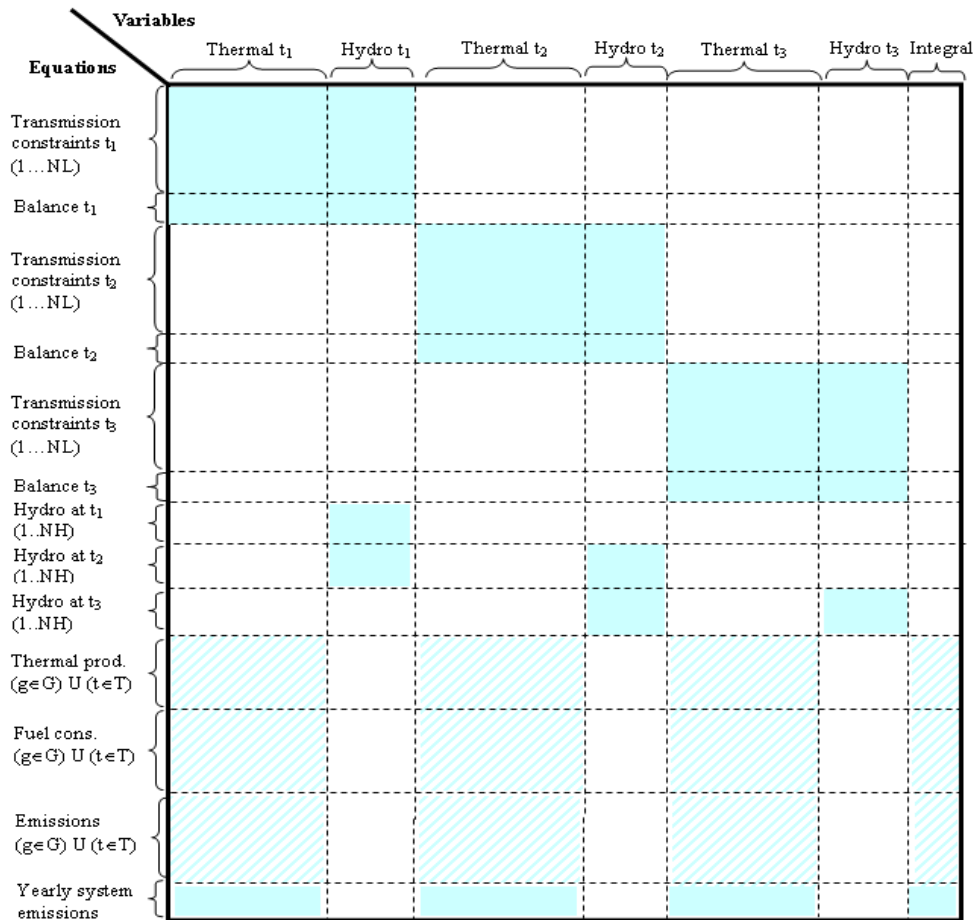


Figura 2.4 Morfologia della matrice dei coefficienti

2.4.5 Lo unit commitment degli impianti termici

La disponibilità di capacità di generazione offerta nella borsa gioca un ruolo fondamentale nel determinare le performances del mercato elettrico. Fino ad ora abbiamo analizzato tutti i vincoli tecnici ad eccezione di quelli riguardanti la flessibilità. E' nota infatti l'impossibilità tecnica di accendere o spegnere un impianto termoelettrico ad intervalli di tempo piccoli a piacere. Le ragioni sono dovute in gran parte a limitazioni sui gradienti termici ammissibili per i vari componenti d'impianto (in particolare caldaie e turbine). Questo limite è descritto attraverso il concetto di flessibilità che esprime il periodo di tempo, inteso come insieme di intervalli, in cui l'unità può essere accesa e spenta una sola volta. In MTSIM è possibile attribuire ad ogni singola unità tre valori di flessibilità, assegnati in funzione della capacità di compiere un intero ciclo di avviamento/spegnimento rispettivamente nell'arco temporale di una

settimana/giorno/ora. Per molte unità il vincolo tecnico di potenza minima è una percentuale significativa della potenza massima (ad esempio circa il 40% per gli impianti a carbone). Il costo associato alla produzione della potenza minima è un costo fisso che, differentemente da altri costi fissi, può essere evitato spegnendo l'impianto. Pertanto, la scelta di mettere in servizio l'unità, per poterla offrire sul mercato, deve essere fatta a priori dalla società di produzione confrontandosi con l'opzione di spegnimento dell'unità. La scelta delle unità attivate si basa sull'esecuzione preventiva di un calcolo di dispacciamento idrotermico che non considera i vincoli di minimo tecnico sugli impianti termoelettrici.

Si osserva che, nel caso in cui tutti gli impianti siano a flessibilità oraria, il programma non esegue gli step descritti di seguito e assegna direttamente alla matrice Unit Commitment il valore 5 (corrispondente alla flessibilità oraria) in ogni sua cella.

Nel seguito si illustreranno in dettagli i passi che verranno effettuati per il calcolo dello Unit-commitment.

- **STEP 0:** calcolare il dispacciamento senza minimi tecnici e con la curva dei consumi di combustibile modificata di Figura 2.5 ($C_0=0$):

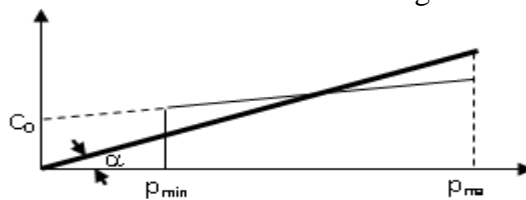


Figura 2.5 Modifica della curva dei combustibili

- **STEP 1:** stabilire una soglia $P_{THR} < P_{MIN}$ (margine d'errore). Assegnare lo stato 1 (on) alle ore con potenza dispacciata maggiore di una data soglia ($P > P_{THR}$) e lo stato 0 (off) alle altre.
2. **STEP 2** - verifica della lunghezza minima degli intervalli nello stato 1: per ogni intervallo "on" di lunghezza inferiore alla minima, valutare tutti i segmenti di lunghezza minima che li contengono:
 - escludendo quelli che non raggiungono E_{min} nel dispatch dello STEP 0 (pari a 2-4 ore alla potenza massima per gli impianti settimanali, 1-2 per quelli giornalieri; valori tarabili da input). Se nessuno raggiunge E_{min} , spegnere le ore dell'intervallo "on" ed esaminare l'intervallo "on" successivo;
 1. selezionando tra tutti i segmenti a minimo numero di ore "off" quello che massimizza il ricavo ottenibile sulla base del dispacciamento dello STEP

0 (somma su tutte le ore coinvolte dei prodotti tra energia dispacciata e prezzo zonale);

2. mettendo nello stato 3 le ore a 0 (“off”) dell’intervallo selezionato.

Nel caso di intervalli parzialmente accavallati con quelli di accensione precedenti o successivi, ai fini del calcolo di E_{\min} e del ricavo ottenibile, la somma deve essere estesa a tutte le ore “on” contigue all’intervallo considerato.

- **STEP 3** - verifica della lunghezza minima degli intervalli nello stato 0, intermedi tra le ore con stato 1 o 3: mettere a 2 lo stato dei segmenti “off” di lunghezza inferiore a quella minima; nessuna azione sugli intervalli iniziale e finale.

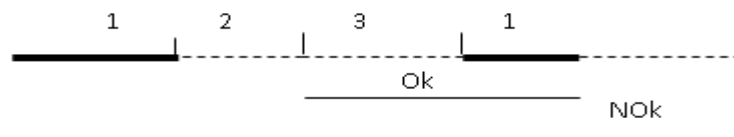


Figura 2.6 Schema STEP 3

1. **STEP 4** - verifica della congruità tra gli intervalli di accensione ed i vincoli integrali (produzione e/o consumo) tenendo conto dei minimi tecnici: se la somma delle produzioni dei minimi tecnici degli impianti coinvolti supera la massima energia ammessa, ridurre la dimensione dell’intervallo di accensione (rinunciando ad imporre la durata minima di accensione), mettere a 0 (“off”) le ore a minor prodotto tra energia dispacciata e prezzo zonale tra quelle poste ai bordi delle sottoregioni a $UC > 0$ interne all’intervallo temporale in cui il vincolo è attivo, cominciando dall’impianto a costi variabili maggiori.
 - **STEP 5**: portare da 2 a 0 lo stato dove, a seguito dei controlli fatti nello STEP 4, lo stato 2 non sia più necessario:
 - dove si ritrovano gruppi di 2 intermedi tra gruppi di 0;
 - dove si ritrovano gruppi di 2 intermedi tra un gruppo di 0 ed uno di 1, questi vengono spenti solo se la lunghezza del segmento di 1 è maggiore o uguale alla lunghezza minima degli intervalli in stato 1.
3. **STEP 6**: portare a 5 lo stato di tutti gli impianti orari (turbogas) senza vincoli integrali (di fatto non dovrebbero averne). Eliminare il C_0 di tali impianti (qualora esista) se non dispacciati.
 - **STEP 7**: accendere tutti e soli gli impianti con stato maggiore di zero.

VERIFICA FINALE: evidenziare tutti gli intervalli in cui, ad esempio, a causa di un conflitto con i vincoli integrali, i vincoli di flessibilità non sono rispettati.

Capitolo 3

Ipotesi di scenario

Lo scopo è quello di valutare l'impatto del market coupling sul mercato elettrico italiano. In particolare ci focalizzeremo sul mercato del giorno prima (MGP) ed applicheremo la tipologia di coupling nota come price coupling, ossia quella considerabile come la più "radicale". Si tratta di uno studio differenziale, ossia non saranno importanti i valori assoluti dei prezzi zonali quanto invece il differenziale riscontrato tra gli scenari che andremo ad analizzare. In particolare noteremo come tali valori si distacchino in modo significativo da quelli reali per via dell'approccio di simulazione utilizzato, ossia quello dei minimi costi in concorrenza perfetta con bid-up nullo. Per questa ragione, pur disponendo dei dati storici per l'anno 2010, si è reso necessario simulare nuovamente gli esiti del mercato in modo da renderli confrontabili con lo scenario nel quale il coupling è implementato. Gli scenari di riferimento su cui ci focalizzeremo saranno dunque quello italiano imponendo i valori storici dei flussi alle frontiere e quello europeo in cui tali flussi vengono invece determinati dal meccanismo di aste implicite, le restanti ipotesi per le zone italiane rimarranno pertanto inalterate nei due casi. Inoltre, avendo individuato una spiccata sensibilità dei risultati ottenuti alle due variabili di costo del gas naturale e calcolo delle NTC internazionali, si è scelto di effettuare un'analisi di sensitività su tali parametri. Nel seguito illustreremo nei dettagli le ipotesi assunte, si descriverà il metodo di descrizione della topologia di rete tramite la matrice PTDF (*power transfer distribution factor*). Si citeranno poi le fonti ed i dati raccolti per quel che riguarda gli NTC, il fabbisogno zonale, il parco di generazione dispacciabile e non, gli impianti idroelettrici ed in ultimo i costi dei combustibili e della CO₂.

3.1 Topologia e matrice PTDF

La topologia della rete rispecchia la realtà fisica delle interconnessioni esistenti. Tale topologia è rappresentata nelle Figura 3.1 e Figura 3.2. rispettivamente per i due scenari di riferimento. In particolare i flussi storici sono rappresentati dalle frecce esterne, mentre il calcolo dei flussi rappresentati dai segmenti in nero resta affidato alla simulazione. I flussi alle frontiere nel primo scenario sono definiti per contratto con i paesi confinanti e vanno dunque sottratti al fabbisogno per determinare la quota di energia contendibile sul mercato. Per questa ragioni si sono imposti alle frontiere i flussi storici resi disponibili su [30].

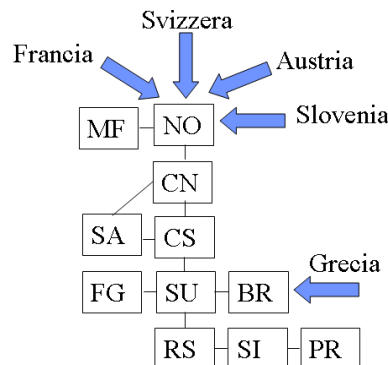


Figura 3.1 Schema dei flussi di import verso l'Italia

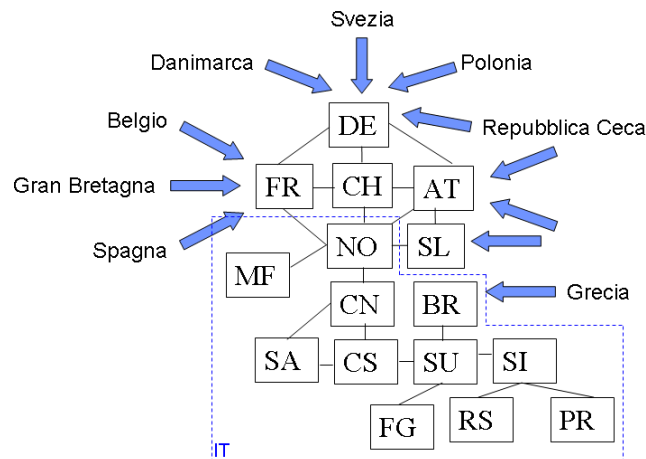


Figura 3.2 Schema dei flussi di import verso i paesi considerati nel modello

Tali rappresentazioni grafiche risultano particolarmente intuitive ma va ovviamente scelto un metodo per descrivere la topologia al simulatore. Per fare questo va innanzitutto ricordato che le zone sono state definite come quelle aree così fittamente magliate da fare in modo che all'interno di esse una congestione risulti estremamente poco probabile. Ai nostri scopi, sotto l'aspetto elettrico sono dunque considerabili come singoli nodi che immettono/prelevano dalla rete il bilancio netto tra produzione e domanda zonale. E' noto dall'ingegneria elettrica che le equazioni che descrivono completamente il comportamento di un sistema comunque complesso, sono ricavabili applicando il principio di Kirkhhoof agli N-1 nodi della rete (tutti meno che il neutro scelto arbitrariamente, poiché scrivendo N equazioni una sarebbe funzione lineare delle altre ed il sistema darebbe dunque infinite soluzioni). Tale sistema di equazioni dette di *Power-Flow* (PF) è poi risolvibile per via iterativa. Se poi,

come nel nostro caso, ciò che conta è conoscere soltanto i flussi di potenza attiva, il sistema può essere notevolmente semplificato approssimando le linee con le sole reattanze longitudinali. In questo modo è possibile giungere alla definizione della matrice dei fattori di distribuzione del trasferimento di potenza (PTDF) e del modello che descrive il funzionamento del sistema. In particolare, assumendo come nodo di riferimento per le fasi delle tensioni il nodo con fase nulla

$$P_N = -\sum_{i=1}^{N-1} P_i \quad (3.1)$$

$$P_{ik} = \sum_{m=1}^{N-1} PTDF_{ik,m} \cdot (P_{gm} - P_{dm}) \quad (3.2)$$

In cui ciascun elemento della matrice PTDF rappresenta il flusso di potenza sul collegamento i-k in conseguenza dell'iniezione di potenza unitaria nel nodo m, mentre le iniezioni negli altri nodi sono mantenute costanti. Seguendo questa metodologia sono state calcolate, rispettivamente per lo scenario italiano Tabella 3.1

Tabella 3.1 Matrice PTDF per lo scenario italiano

	BR	CN	CS	FG	MF	NO	PR	RS	SA	SI	SU
MF->NO	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
NO->CN	-1	-1	-1	-1	0	0	-1	-1	-1	-1	-1
CN->CS	-1	0	-1	-1	0	0	-1	-1	0	-1	-1
CS->SU	-1	0	0	-1	0	0	-1	-1	0	-1	-1
FG->SU	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
BR->SU	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SU->RS	0	0	0	0	0	0	-1	-1	0	-1	0
RS->SI	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	-1	0
SI->PR	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0
CN->SA	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0

E per quello europeo Tabella 3.2

Tabella 3.2 Matrice PTDF per lo scenario europeo

	BR	CN	CS	FG	MF	NO	PR	RS
DE->AT	-0,085	-0,085	-0,085	-0,085	-0,085	-0,085	-0,085	-0,085
DE->CH	-0,190	-0,190	-0,190	-0,190	-0,190	-0,190	-0,190	-0,190
FR->DE	0,724	0,724	0,724	0,724	0,724	0,724	0,724	0,724
FR->NO	-0,399	-0,399	-0,399	-0,399	-0,399	-0,399	-0,399	-0,399
FR->CH	-0,325	-0,325	-0,325	-0,325	-0,325	-0,325	-0,325	-0,325
SI->NO	-0,011	-0,011	-0,011	-0,011	-0,011	-0,011	-0,011	-0,011
AT->SI	-0,011	-0,011	-0,011	-0,011	-0,011	-0,011	-0,011	-0,011
CH->NO	-0,563	-0,563	-0,563	-0,563	-0,563	-0,563	-0,563	-0,563
CH->AT	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047
AT->IT	-0,027	-0,027	-0,027	-0,027	-0,027	-0,027	-0,027	-0,027

	SA	SI	SU	AT	CH	DE	FR	SI
DE->AT	-0,085	-0,085	-0,085	0,050	-0,126	0,000	0,001	-0,087
DE->CH	-0,190	-0,190	-0,190	-0,309	-0,251	0,000	0,001	-0,188
FR->DE	0,724	0,724	0,724	0,740	0,622	0,000	1,002	0,724
FR->NO	-0,399	-0,399	-0,399	-0,214	-0,195	0,000	-0,001	-0,402
FR->CH	-0,325	-0,325	-0,325	-0,526	-0,427	0,000	-0,002	-0,322
SI->NO	-0,011	-0,011	-0,011	-0,020	0,007	0,000	0,000	1,005
AT->SI	-0,011	-0,011	-0,011	-0,020	0,007	0,000	0,000	0,005
CH->NO	-0,563	-0,563	-0,563	0,282	0,170	0,000	0,001	-0,576
CH->AT	0,047	0,047	0,047	-1,118	0,151	0,000	-0,001	0,066
AT->IT	-0,027	-0,027	-0,027	-0,049	0,018	0,000	0,000	-0,027

3.2 Limiti di transito NTC

La *Net Transfer Capacity* tiene conto della capacità di transito disponibile ai fini commerciali, non equivale dunque alla capacità di trasmissione a meno dei limiti di sicurezza della linea (TTC). Queste due grandezze sono legate tra loro dalla relazione

$$NTC = TTC - TRM \quad (3.3)$$

Dove il *Total Reliability Margin* (TRM) rappresenta il margine che tiene conto di tutti i problemi imprevedibili.

I limiti di transito zionali per l'Italia sono pubblicati su [35] mentre quelli transfrontalieri per lo scenario europeo su [32]. Per quanto riguarda quest'ultimo ci si è riferiti inizialmente ai valori stagionali di NTC pubblicati da ENTSO-E e,

in seconda battuta, ai valori orari *day-ahead*. Questi ultimi, che includono i valori più aggiornati del TRM, risultano in generale più restrittivi dei valori stagionali. La capacità di transito annua totale, calcolata in entrambe le direzioni, secondo modelli stagionali ed orari è riportata in Tabella 3.3

Tabella 3.3 Capacità di transito annue totali corrispondenti ai valori di NTC stagionali ed orari day-ahead

[TWh]	AT->NO	NO->AT	CH->NO	NO->CH	FR->NO	NO->FR	SL->NO	NO->SL
Stagionale	1,7	1,9	14,5	34,1	8,3	22,1	1,3	2,9
Orario	0,7	1,6	15,1	27,4	8,9	18,7	1,3	2,9
Δ	1,0	0,2	-0,6	6,7	-0,7	3,5	0,0	0,0

CH->AT	AT->CH	DE->CH	CH->DE	FR->CH	CH->FR	FR->DE	DE->FR	DE->AT	AT->DE
8,2	9,8	33,1	15,2	13,1	27,3	27,6	23,6	16,1	17,1
2,6	10,5	35,0	9,5	12,8	27,3	25,1	21,5	16,1	17,1
5,5	-0,7	-1,9	5,7	0,3	0,0	2,5	2,1	0	0

Dai bilanci annuali si nota come i limiti stagionali superino sempre o al massimo pareggino i limiti orari. Se si osservano gli andamenti si nota come, per la maggior parte del tempo, gli andamenti orari siano più restrittivi ed oscillanti al di sotto o al limite uguali a quelli stagionali per l'import e più generosi per l'export. Per farsi un'idea più precisa è possibile osservare la Figura 3.3

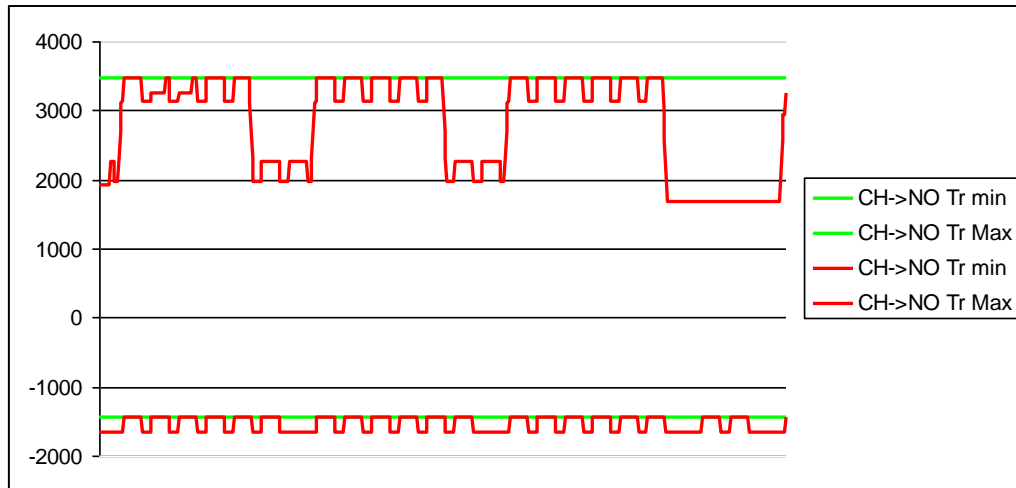


Figura 3.3 Andamenti NTC orari (rosso) e stagionali (verde), per i mesi invernali sul collegamento CH->NO

3.3 Fabbisogno zonale

Il fabbisogno definito nel modello è quello pubblicato da [25] con dettaglio orario per ogni zona di mercato. Questi dati sono pubblicati al netto delle perdite stimate, secondo i consuntivi [26], pari al 6,638% del carico. Tali perdite sono state sommate quindi al valore del carico per potere risalire all'energia effettivamente introdotta in rete.

Tabella 3.4 Fabbisogno zonale italiano [TWh]

CN	CS	NO	SA	SI	SU
36,59	53,39	181,93	12,86	20,9	23,31

Per fornire un esempio di quale aspetto assuma nel dettaglio l'andamento del carico, si osservi Figura 3.4, nella quale si mostra il fabbisogno per la zona Nord nel mese di Gennaio 2010.

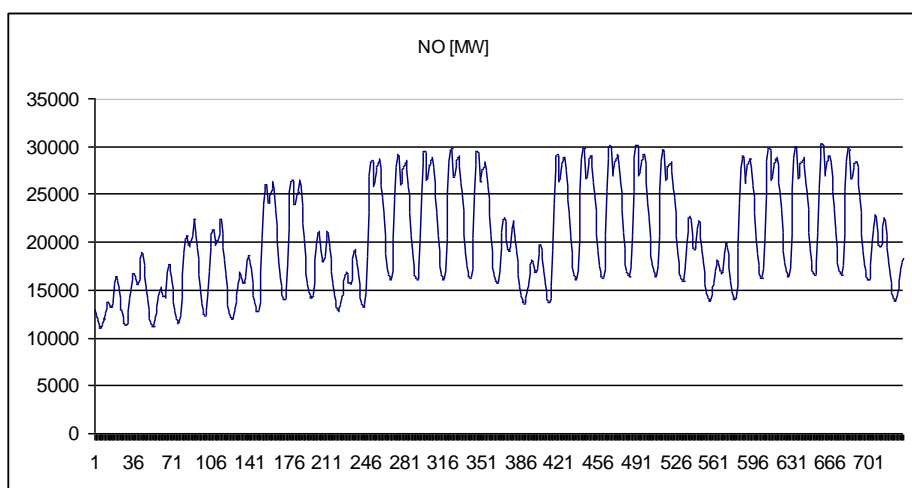


Figura 3.4 Dettaglio del fabbisogno della zona Nord nel mese di Gennaio 2010

Per quanto riguarda lo scenario europeo il fabbisogno orario per ogni nazione è pubblicato su [31]. Possiamo osservarne l'andamento annuale per i cinque paesi interessati dal coupling in Figura 3.5. I dati ENTSO-E utilizzati sono espressi al netto degli autoconsumi; per rendere conto di questi ultimi i dati di base sono stati quindi scalati in modo da ricondursi al fabbisogno annuo totale effettivo.

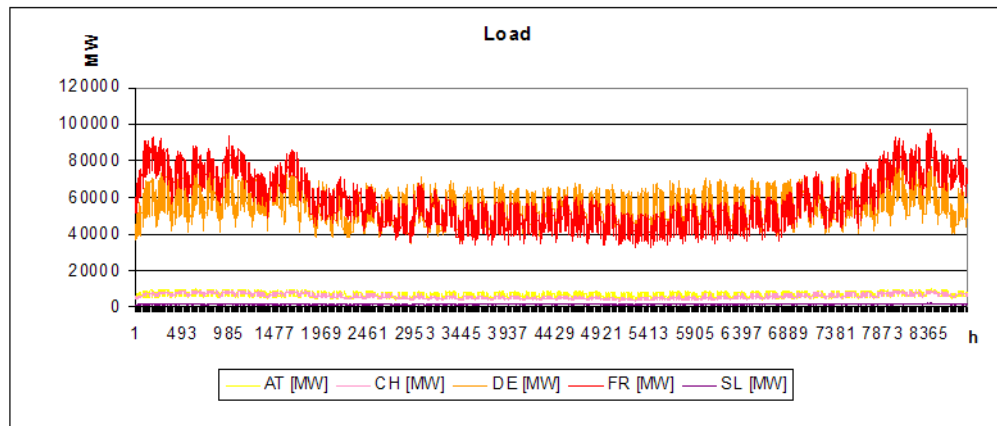


Figura 3.5 Fabbisogno annuale dei paesi introdotti nel modello

3.4 Parco di generazione termoelettrico dispacciabile

Il parco di generazione termoelettrico italiano è stato definito secondo stime RSE con dettaglio su ogni singolo impianto di produzione che partecipa al mercato. Per ognuno di essi è stata definita: la zona di mercato, la tecnologia utilizzata, il combustibile bruciato, la potenza massima e minima, la curva lineare di consumo del combustibile e la flessibilità, che tiene conto della durata minima di accensione e spegnimento e del tempo minimo che intercorre tra una fermata ed un avviamento. L'indisponibilità dovuta a interventi di manutenzione è definita mensilmente e si riflette con una riduzione della potenza utile erogabile durante l'anno. I dati sono riassunti in Tabella 3.5 (numero di impianti termoelettrici) e Tabella 3.6 (potenza installata per ogni zona).

Tabella 3.5 Numero di impianti in ogni zona di mercato e polo di produzione limitato, differenziati per tecnologia.

	NO	CN	CS	SU	SI	SA	BR	FG	MF	PR	RS	TOT
Coal	11	2	3			4	6		2			28
CC	37	3	7		1		4	4	1	2	6	65
RePow			4		1						4	9
Tradiz	11	6	1	4	12	5			2			41
TG	5	5	10	3	2	4						29
TOT	64	16	25	7	16	13	10	4	5	2	10	172

Tabella 3.6 Potenza [MW] installata in ogni zona, per combustibile.

	NO	CN	CS	SU	SI	SA	BR	FG	MF	PR	RS	TOT
Coal	1860	134	1831			1022	3032		312			8191
Gasoil		190	348			176						714
Gas	16222	1184	6707	634	1290	78	1957	2009	809	753	4851	36496
Olio	4031	1454	308	195	1564	622			604			8778
TOT	22113	2962	9194	829	2854	1897	4989	2009	1725	753	4851	54179

Nello scenario europeo per ogni stato il parco di generazione è stato rappresentato, partendo dai dati SUSPLAN [36], raggruppando ogni tecnologia in un impianto equivalente. Gli impianti CCGT non sono stati raggruppati in un unico impianto equivalente ma in gruppi con curva di consumo del combustibile differenziata. Questo è stato fatto per tenere conto della varietà di prestazioni offerte da una classe di impianti di relativamente recente concezione. Sarebbe risultato quindi eccessivamente semplificativo assegnare alla totalità degli impianti un'unica curva di consumo. Ricordando che i dati provenivano da uno scenario al 2030, si è deciso di ridistribuire la quota di potenza tra le varie classi di CCGT in favore di impianti meno efficienti. La potenza installata [MW] in ogni paese, divisa per tecnologia, è visibile in Tabella 3.7

Tabella 3.7 Potenza installata [MW] per tecnologia e per nazione.

	AT	CH	DE	FR	SL
Nuclear	0	3230	20361	63400	0
Hard coal	1460	0	8649	6900	970
Lignite	0	0	7699,8	0	0
Oil	870	65	585,5	7300	123
ST	973	2	1029	154	0
OCGT	638	11	4352	740	248
CCGT	1350	52	19097	1106	133

La quota di potenza installata per ogni tipo di tecnologia e la potenza totale sono invece rappresentati in Figura 3.6

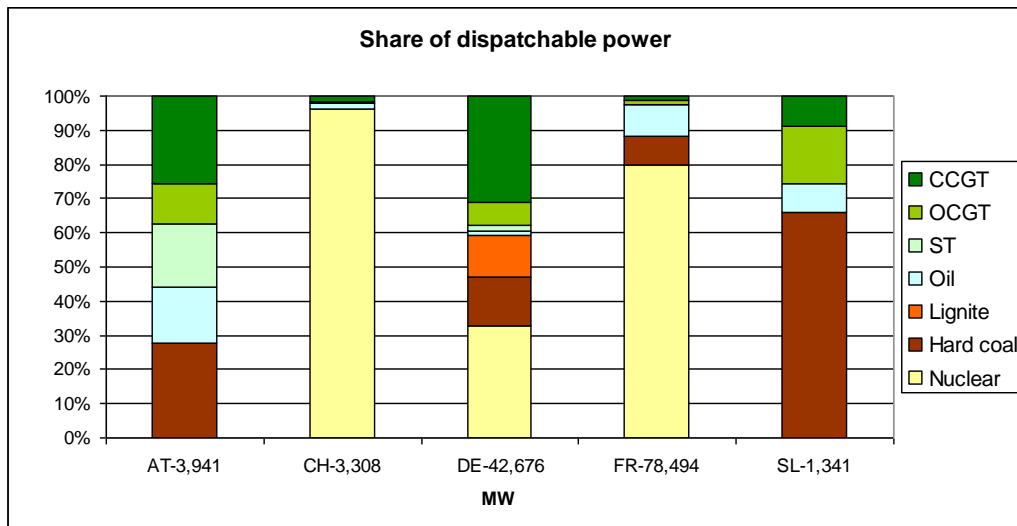


Figura 3.6 Composizione e potenza del parco termoelettrico dispacciabile

Alcuni importanti aggiornamenti sulla base dati disponibile sono stati fatti. In particolare sono state incluse le informazioni sulla disponibilità degli impianti nucleari in Francia. Questo perché si tratta di un dato particolarmente rilevante per la determinazione dei prezzi sul sistema francese, a maggior ragione se andiamo a considerare che, a causa di interventi di manutenzione straordinaria, tale disponibilità nel 2010 è variata da 42 a 62 GW [43].

Per la Germania si sono utilizzati i dati di potenza installata per fonte primaria [37]. Per distinguerne l'utilizzo cogenerativo o meno si è reso necessario ricorrere anche ai dati [38]. Tuttavia, dall'analisi di tali dati è emerso un utilizzo annuo degli impianti cogenerativi molto ridotto, questo porta a pensare che molti di questi siano eserciti diversamente. Per tale ragione si è scelto di modellare come cogenerativi con profilo di produzione imposto solo gli impianti che risultano asserviti ad un impianto industriale (3,7 GW).

3.5 Impianti idroelettrici

Per quanto concerne gli impianti idroelettrici è necessario distinguere e necessario notare che gli impianti a bacino e di pompaggio vengono trattati come impianti dispacciabili mentre quelli ad acqua fluente no. Gli impianti dispacciabili sono modellizzati tramite equivalenti per vallate, aggregati per società di appartenenza e per zona, mentre i principali impianti di pompaggio

puro sono modellati singolarmente. Per queste unità il simulatore tiene conto di: potenza massima, capacità di accumulo (minima e massima), possibilità di sfioro, apporti naturali e, ove presente, rendimento del ciclo di pompaggio.

Per ogni zona di mercato è presente inoltre un unico impianto fluente equivalente, rappresentati attraverso una produzione imposta con dettaglio mensile (il cui valore mensile è stato ricavato calcolando le medie su cinque giorni “rappresentativi” per ogni mese da dati disponibili in [28]).

Il valore totale della produzione (TWh) idroelettrica è fornito in [26], e ripartito successivamente nelle zone di mercato utilizzando i valori per l’anno 2009 riportati in [27], in quanto non disponibili i dati per il 2010.

Gli apporti naturali, infine, sono invece modellati con gli stessi profili usati per gli impianti ad acqua fluente (ROR).

Per lo scenario europeo è stato utilizzato un approccio analogo, rifacendosi sempre alla base dati del progetto SUSPLAN [36], con aggiornamenti ed integrazioni in base alle informazioni ricavate da [37] e [38] per la Germania, [39] Francia, [40] Austria, [41] Slovenia, [42] Svizzera. I dati così ottenuti sono riassunti in Tabella 3.8

Tabella 3.8 Sistema idroelettrico rappresentato nel modello

		Pompaggi [MW]	Pmax[MW]	h equiv	Produz [TWh]
AU	bacino	0	1400	400	24,2
	pompaggio	-4000	4000	6	
	ROR				
CH	bacino	-1380	9380	400	16,8
	pompaggio	-460	460	6,5	
	ROR				
DE	bacino	0	1840	400	10,7
	pompaggio	-8000	8000	6	
	ROR				
FR	bacino	0	4200	300	23
	serbatoio	0	9000	730	
	pompaggio	-4300	4300	6	
	ROR	0			
SL	ROR				3,8

3.6 Generazione non dispacciabile

3.6.1 Fonti energetiche rinnovabili

Oltre al già citato idroelettrico ad acqua fluente, per generazione non dispacciabile si intende l'insieme di impianti il cui funzionamento non viene determinato dalle regole di mercato. Questa scelta, di carattere normativo, è stata fatta per via dell'esistenza dei seguenti fattori: fonte primaria rinnovabile non programmabile, produzione incentivata, cogenerazione civile/industriale (con carico elettrico dipendente dal fabbisogno termico), generazione distribuita di piccolissima taglia. Nel primo gruppo troviamo eolico (rilevante in Italia, Germania, Francia ed Austria) e fotovoltaico (rilevante in Italia, Germania e Francia). Per la produzione incentivata abbiamo gli impianti CIP6 in Italia, biomassa in Italia e Germania, microgenerazione in Francia. La cogenerazione risulta importante in Italia, Germania e Francia. Per ognuna di queste tipologie sono state effettuate le migliori stime possibili e la loro produzione è stata inserita nel modello tramite iniezioni orarie di energia che, sottratte alla domanda complessiva, andavano a determinare il carico contendibili ai fini del mercato.

Per quanto riguarda gli impianti eolici Italiani sono stati usati i profili zonalari orari del previsionale Terna [28]. In tali profili sono però inclusi soltanto gli impianti rilevanti, ossia con potenza superiore ai 10 MVA. Tali profili sono dunque stati scalati per riportare la produzione totale al valore del consuntivo [26]. Ci si può fare un'idea dell'elevata variabilità di tale produzione in Figura 3.7

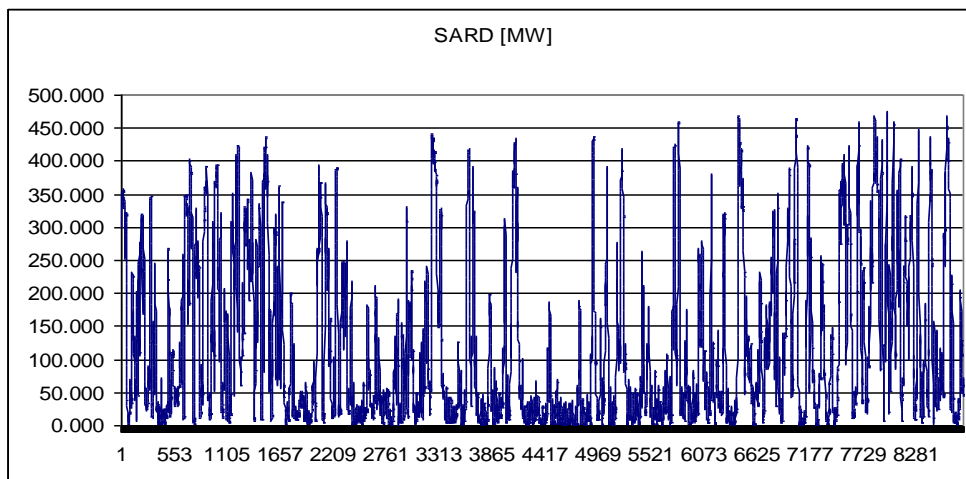


Figura 3.7 Andamento della produzione eolica per la Sardegna

I profili per la Germania, anche considerando l'elevata potenza installata, sono resi disponibili da previsionali [33]. Per gli altri paesi si è reso necessario ricorrere ai profili SUSPLAN [36] e scalarli sul consuntivo [34]. La Slovenia non ha produzione eolica mentre per la Svizzera è così limitata da poter essere trascurata.

Per la generazione fotovoltaica italiana i dati sono forniti dal GSE, rappresentano la miglior stima di produzione attualmente disponibile. La produzione totale annua suddivisa per zona è rappresentata in Figura 3.8

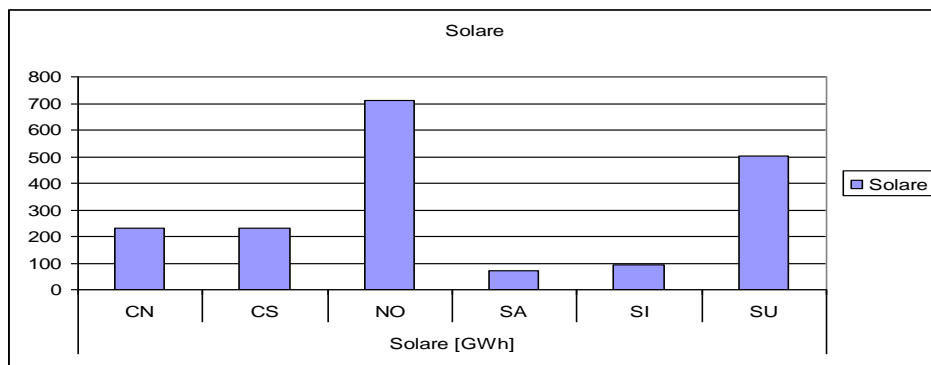


Figura 3.8 Produzione fotovoltaica zonale per l'anno 2010

Analogamente al caso eolico, per stimare la produzione fotovoltaica tedesca sono disponibili i previsionali [33]. Per gli altri paesi si è reso ancora necessario ricorrere ai profili SUSPLAN [36] e scalarli sul consuntivo [34]. Ricordiamo che tali profili sono stati elaborati imponendo il tipico profilo sinusoidale scalato su medie mensili di irraggiamento assumono l'aspetto illustrato in Figura 3.9

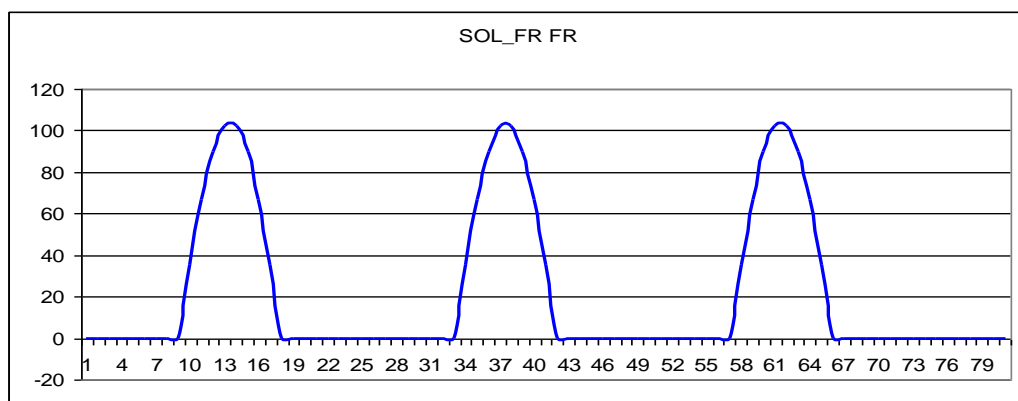


Figura 3.9 Profilo di produzione fotovoltaica in Francia per tre giorni di Gennaio

Per quanto riguarda gli impianti di produzione a biomassa in Italia si sono imposti profili piatti differenziati tra giorno e notte rispettivamente con una produzione doppia di giorno, il consuntivo di 9440 GWh è riportato in [29]. Per gli impianti geotermici sono disponibili profili orari da maggio 2010 su [28]. I primi quattro mesi sono stati riportati dai dati 2011, il risultato finale è stato scalato per riportarsi al consuntivo di 5375,9 GWh [2].

3.6.2 Cogenerazione

Gli impianti CIP6 vengono imposti sempre accessi indipendentemente dalle condizioni di mercato, questo perché vengono sostenuti da forti incentivi. Per gli impianti cogenerativi si suppone che la produzione elettrica sia dettata dalla domanda di calore e quindi svincolata dalle condizioni di mercato. Seguendo questa logica l'Italia si troverebbe con una produzione fuori mercato di 110 TWh (TERN) Con ulteriori approfondimenti è emerso che due grossi impianti, Termoli e Scandale, rispettivamente con potenze installate di 750 e 800 MW, seppur nominalmente definiti cogenerativi non mostrano alcuna evidente produzione di calore. Si è deciso dunque di rimettere sul mercato un totale di 5 TWh equamente distribuiti tra i due. La decisione di ripartire equamente la produzione deriva dal fatto che l'impianto di Scandale, seppur di potenza superiore, ha lavorato solamente tre trimestri. Si è poi deciso di immettere sul mercato ulteriori 3,5 TWh in quanto non per tutti gli impianti la produzione di calore compromette la possibilità partecipare al dispacciamento. Per tenere comunque conto dell'assetto cogenerativo questi impianti si sono imposti sempre accessi e rimane la possibilità di offrire sul mercato nel range di potenza a loro disponibile.

Per quanto riguarda la Germania si è seguita la logica già illustrata quando abbiamo definito il parco termoelettrico dispacciabile. In Francia, risulta che la cogenerazione rappresenti la quasi totalità della produzione da fonte fossile. Per tale ragione non si è ritenuto opportuno considerarla interamente non dispacciabile. La quota da sottrarre al mercato si è limitata a 6 TWh, produzione riconducibile alla micro-cogenerazione civile. In Austria la cogenerazione ammontava invece a 11 TWh.

Una rappresentazione globale della quota di generazione non dispacciabile è rappresentata in Figura 3.10

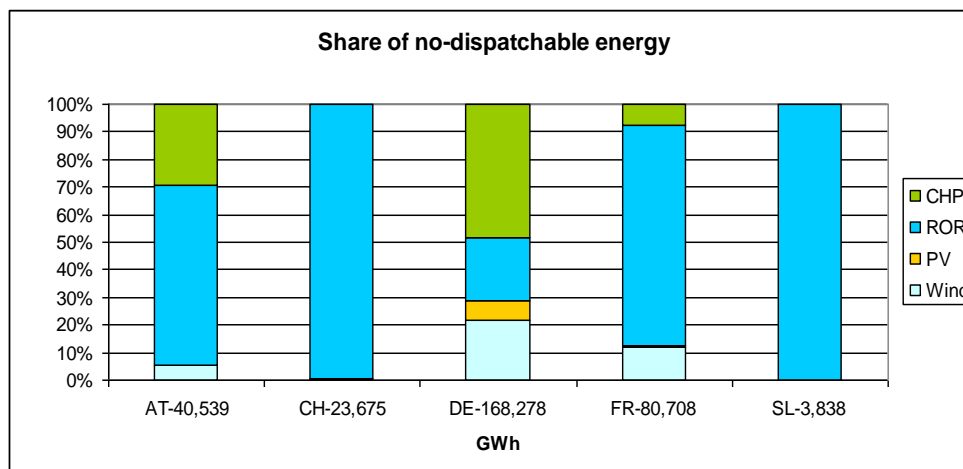


Figura 3.10 Quota di produzione non dispacciabile

3.7 Costi dei combustibili e CO2

3.7.1 Gas naturale

Per il caso Italiano, il costo della materia prima gas naturale è stato ricondotto alla Componente di Commercializzazione all'Ingrosso (CCI) definita dall'AEEG per ogni trimestre del 2010. Oltre all'accisa, la CCI è stata sommata della componente di trasporto definita in [44]. I risultati sono mostrati in Tabella 3.9

Tabella 3.9 Componenti del prezzo del gas naturale basato sulla CCI

Periodo	CCI [€/m ³]	Trasporto [€/m ³]	Accisa [€/m ³]
1° trimestre 2010	0,247017	0,0178	0,0004493
2° trimestre 2010	0,269522	0,0178	0,0004493
3° trimestre 2010	0,289085	0,0178	0,0004493
4° trimestre 2010	0,286429	0,0178	0,0004493

Come già accennato, vista la criticità di tale variabile nella determinazione del prezzo dell'energia elettrica in Italia, si è deciso di effettuare un'analisi di sensitività. Il secondo riferimento di prezzo adottato è quello fissato al punto di scambio virtuale (PSV) e pubblicato dal GME nelle newsletters mensili. Applicando le dovute conversioni, ossia stimando il potere calorifico inferiore (PCI) pari a 8250 [kcal/m³] e stimando il rendimento medio di un ciclo combinato pari al 53%, possiamo confrontare i due prezzi in Tabella 3.10

Tabella 3.10 Prezzi del gas naturale [€/GJ] al PSV e CCI nel 2010

	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
CCI	7,68	7,68	7,68	8,33	8,33	8,33	8,90	8,90	8,90	8,82	8,82	8,82
PSV	6,20	6,83	6,58	6,09	6,11	6,61	7,18	8,10	8,05	7,46	7,29	7,49

Per la Germania si è fatto riferimento ai prezzi mensili pubblicati in [45], ai quali si sono aggiunti gli stessi costi di trasporto Italiani (non è stato possibile reperire informazioni più precise). I risultati complessivi sono riportati in Tabella 3.11

Tabella 3.11 Prezzi del gas naturale [€/GJ] in Germania al 2010

	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
BAFA	5,71	5,82	5,90	5,90	6,02	6,15	6,32	6,32	6,38	6,68	6,90	6,90

Si è inoltre scelto di utilizzare tali valori anche per Austria, Svizzera e Slovenia consci del fatto che la generazione a gas in tali mercati ricopre una quota esigua e che l'errore eventualmente introdotto risulterebbe comunque molto contenuto. Per la Francia è utilizzato il GDF oil-index pubblicato su [46], a questo sono stati ancora una volta sommati costi di trasporto uguali a quelli Italiani. I risultati in Tabella 3.12

Tabella 3.12 Prezzi del gas naturale [€/GJ] in Francia al 2010

	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
GDF	6,35	6,43	6,43	6,49	6,54	6,63	7,52	7,52	7,52	7,52	7,52	7,52

I risultati così ottenuti sono riportati nelle Figura 3.11 e Figura 3.12 dove il TTF rappresenta l'hub Belga di Baumgarten, ad oggi il mercato del gas più liquido

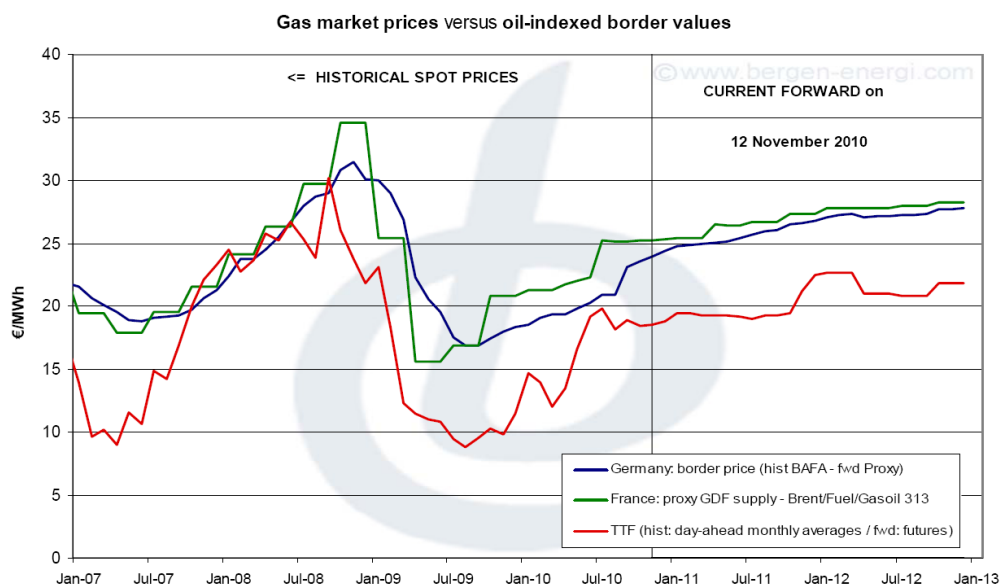


Figura 3.11 Prezzi del gas naturale in Francia, Germania e spot all'hub TTF (Fonte [22])

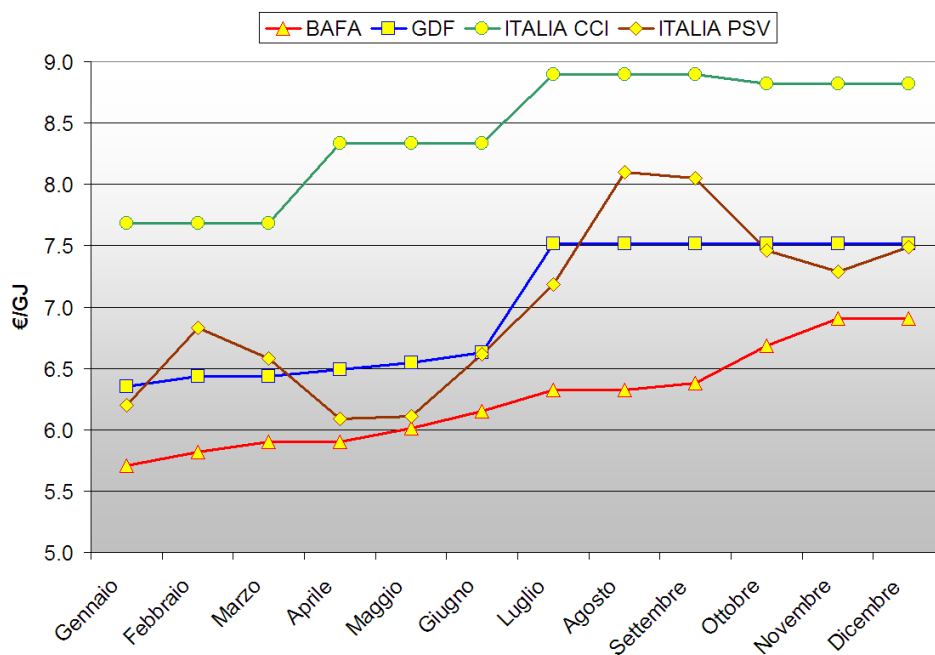


Figura 3.12 Confronto tra i prezzi del gas naturale utilizzati nello studio

3.7.2 Carbone

Per quel che riguarda l'Italia si è fatto riferimento ai prezzi mensili pubblicati nella newsletter del GME, i prezzi sono del tipo CIF ARA. Questa sigla implica

che i prezzi includono gli oneri per il trasporto (cost insurance and freight) e sono riferiti alla consegna nei porti di Anversa, Rotterdam e Amsterdam. Per questo sono stati addizionati i costi di posizionamento assunti dall'Acquirente Unico nell'ambito della definizione dei prezzi strike dei contratti per differenza ad una via stipulati con i produttori e l'accisa. Si è assunto inoltre un potere calorifico inferiore di riferimento di 6000 [Gcal/t]. Per la Germania si è fatto riferimento a dati BAFA [47] addizionati di costi di posizionamento affini a quelli italiani. Per questo tipo di carboni si è invece assunto un potere calorifico di 6300 [Gcal/t]. Questi prezzi sono stati assunti anche in Francia, Svizzera, Austria e Slovenia i risultati sono riassunti in Tabella 3.13

Tabella 3.13 Prezzi del carbone [€/GJ] in Europa al 2010

	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
IT (GME)	2,8	2,56	2,56	2,76	3,25	3,45	3,29	3,24	3,2	3,24	3,52	4,08
EU (BAFA)	3,13	3,13	3,13	3,55	3,55	3,55	3,62	3,62	3,62	3,8	3,8	3,8

3.7.3 Lignite

Questo combustibile è rilevante solo in Germania dove per altro è presente in grandi quantità. Diverse fonti tra cui [48] riferiscono un prezzo medio per il 2010 pari a 1,1 [€/GJ], valore che si è utilizzato nello studio.

3.7.4 Combustibile Nucleare

I prezzi sono stati ricavati in funzione di dati base forniti da UxC [49] che indicavano un costo dell'uranio naturale di 47 [\$/lb U3O8], un costo di conversioni pari a 10 [\$/kgU] ed uno di arricchimento di 155 [\$/SWU]. Questi sono stati inseriti nello strumento NFCC [50] (Nuclear Fuel Cost Calculator) ottenendo costi del MWh elettrico di 9,8 \$. Assumendo dunque un rendimenti medio di tali impianti in linea con quello considerato dall'NFCC del 34,2% e considerando il tasso medio di cambio di 1,326 [\$/€] si è giunti ad un prezzi finale di 0,7 [€/GJ]

3.7.5 Olio Combustibile

Vista la struttura del parco di generazione attuale in cui questo combustibile riveste un ruolo marginale, si è fatto riferimento ad un solo prezzo dell'olio combustibile per tutti i paesi coinvolti. In particolari si sono utilizzati i prezzi mensili pubblicati nella newsletter del GME per il 2010. Questi prezzi sono del tipo Fuel Oil 1% FOB ARA, dunque è stato necessario aggiungere i costi di posizionamento e le accise. Per i primi si considerano i dati utilizzati

dall'Acquirente Unico nell'ambito della definizione dei prezzi strike dei contratti per differenze ad una via stipulati con i produttori. I risultati sono mostrati in Tabella 3.14

Tabella 3.14 Prezzi [€/GJ] Fuel Oil assunti

	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
FO	8,43	8,48	8,92	9,42	9,23	9,34	9,19	9,03	8,87	8,78	9,1	9,53

3.7.6 Gasolio

Per il gasolio vale un discorso analogo a quello fatto per l'olio combustibile, i prezzi di riferimento sono stati presi da [51] a cui sono state aggiunte le accise. Assumendo inoltre un potere calorifico inferiore pari a 8456 kcal/litro si sono ottenuti i prezzi mostrati in Tabella 3.15

Tabella 3.15 Prezzi [€/GJ] Gasolio assunti

	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Gasolio	15,44	15,08	16,12	17,05	17,22	17,45	16,52	16,91	16,86	16,91	17,39	18,44

3.7.7 Prezzi della CO₂

Per la CO₂, si è fatto riferimento ai prezzi medi mensili dei permessi di emissione EUA risultanti dalle contrattazioni effettuate sul mercato gestito dal GME [52], prezzi peraltro allineati a quelli formati sulle altre piattaforme europee. Tenendo conto che nel 2010 i permessi sono stati assegnati gratuitamente al settore termoelettrico, la decisione presa è stata quella di modellarne il valore come costo-opportunità (Tabella 3.16)

Tabella 3.16 Costi-opportunità [€/GJ] CO₂ per diversi combustibili

	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Coal	1,2	1,18	1,19	1,27	1,38	1,4	1,27	1,3	1,41	1,38	1,37	1,37
Gasoil	0,94	0,93	0,94	1	1,08	1,1	1	1,02	1,11	1,09	1,08	1,08
NG	0,71	0,7	0,71	0,75	0,82	0,83	0,75	0,77	0,83	0,82	0,81	0,81
FO	0,96	0,94	0,95	1,01	1,1	1,11	1,01	1,04	1,12	1,1	1,1	1,1
Lignite	1,28	1,26	1,27	1,35	1,47	1,48	1,35	1,38	1,49	1,47	1,45	1,45

Questo vuol dire che l'alternativa è utilizzarli producendo energia elettrica

oppure rivenderli sul mercato. Per ottenere tali valori si è dovuto inoltre conoscere il contenuto carbonico di ogni combustibile Tabella 3.17

Tabella 3.17 Contenuto carbonico [tCO₂/GJ] dei combustibili considerati

	CC
Coal	0,0941
Gasoil	0,074
NG	0,0558
FO	0,075
Lignite	0,1

Da tutte le considerazioni svolte fino a questo momento si è infine giunti ai prezzi comprensivi di tutto utilizzati nello studio (Tabella 3.17)

Tabella 3.17 Prezzi dei combustibili [€/GJ]

	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
NG CCI	8,39	8,38	8,39	9,08	9,15	9,16	9,65	9,67	9,73	9,64	9,63	9,63
NG PSV	6,91	7,53	7,29	6,84	6,92	7,44	7,94	8,87	8,88	8,29	8,1	8,3
NG BAFA	6,42	6,52	6,61	6,66	6,83	6,98	7,07	7,09	7,21	7,5	7,72	7,72
NG GDF	7,06	7,13	7,14	7,24	7,36	7,46	8,27	8,29	8,35	8,34	8,33	8,33
Coal GME	4	3,78	3,75	4,03	4,62	4,84	4,56	4,54	4,61	4,63	4,9	5,45
Coal BAFA	4,33	4,31	4,32	4,82	4,93	4,95	4,89	4,91	5,02	5,19	5,17	5,17
Lignite	2,38	2,36	2,37	2,45	2,57	2,58	2,45	2,48	2,59	2,57	2,55	2,55
FO	9,39	9,42	9,87	10,43	10,33	10,46	10,2	10,07	10	9,89	10,19	10,62
Gasoil	16,39	16,01	17,06	18,05	18,31	18,55	17,52	17,93	17,96	18	18,47	19,51

Capitolo 4

Analisi dei risultati ottenuti

Un questo capitolo ci occuperemo di descrivere i risultati ottenuti nella simulazione. In particolare ci concentreremo sui prezzi zionali ed il PUN e, come già detto, rilevante sarà la variazione dei valori più che il loro valore assoluto. Sono considerati poi i flussi alla frontiera settentrionale come variabile direttamente legata all'adozione del maket coupling. Per concludere si presenteranno tutti i risultati in forma sintetica e si fornirà una prima interpretazione degli stessi.

4.1 Prezzi Zionali e PUN

Di seguito riporteremo le immagini che includono tutti i prezzi zionali ottenuti dalle simulazioni. L'analisi di sensitività sulle variabili più influenti, ossia i prezzi del gas e la capacità di transito, ha imposto di svolgere otto simulazioni differenti che andranno confrontate opportunamente a coppie.

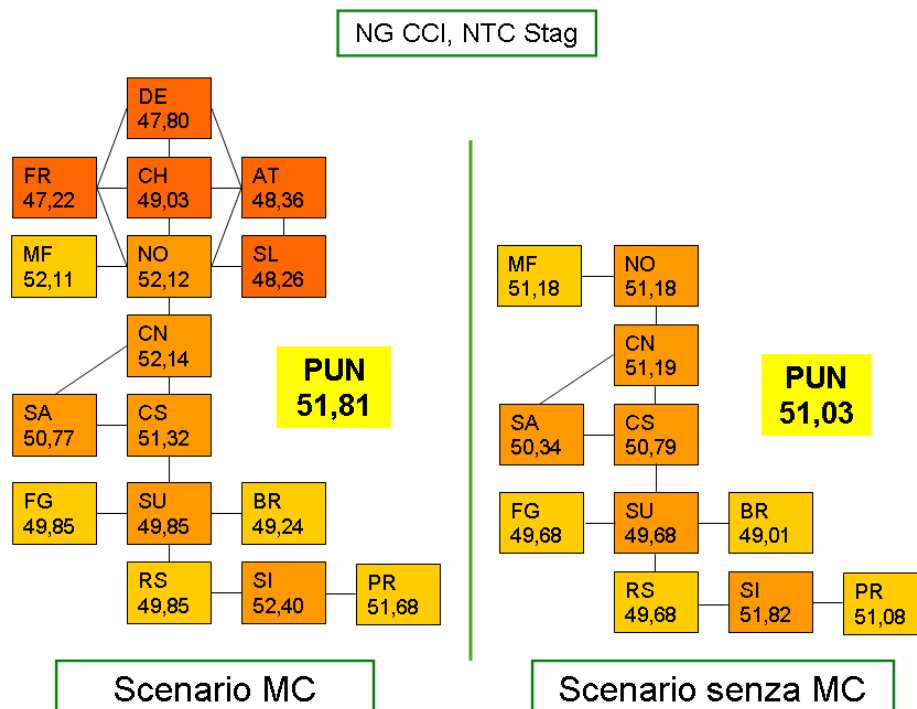


Figura 4.1 Confronto tra prezzi zionali medi [€/MWh] nel caso di gas naturale al CCI e NTC stagionali

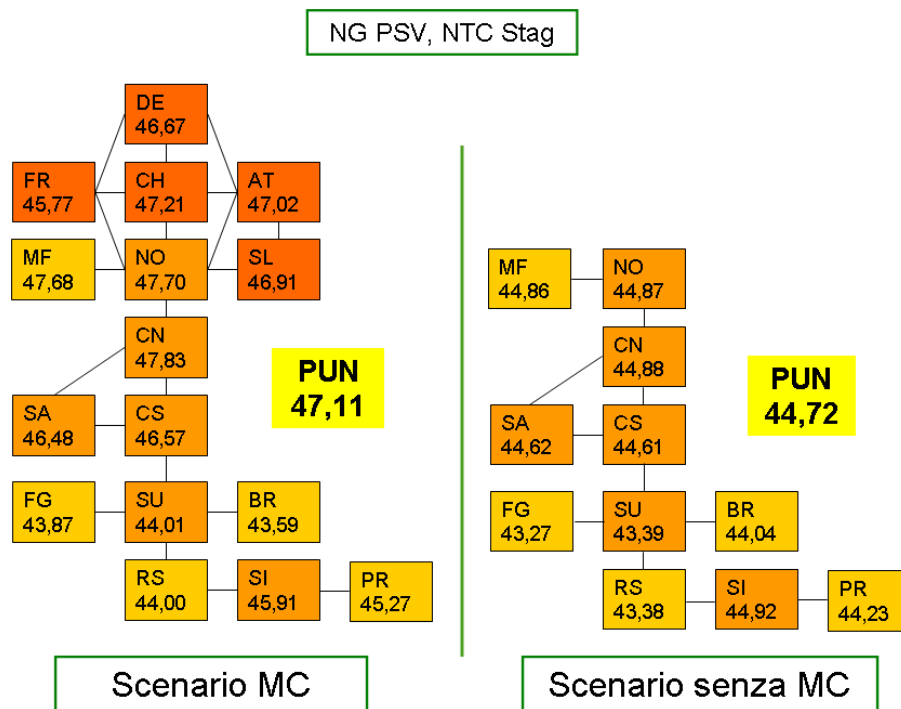


Figura 4.2 Confronto tra prezzi zionali medi [€/MWh] nel caso di gas naturale al PSV e NTC stagionali

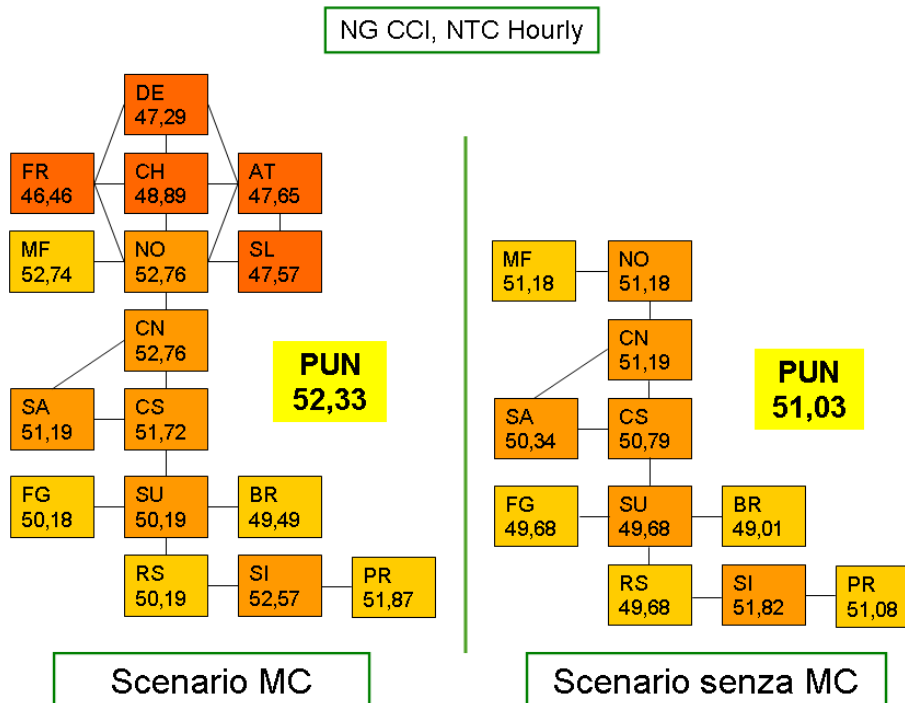


Figura 4.3 Confronto tra prezzi zionali medi [€/MWh] nel caso di gas naturale al CCI e NTC hourly

NTC orari

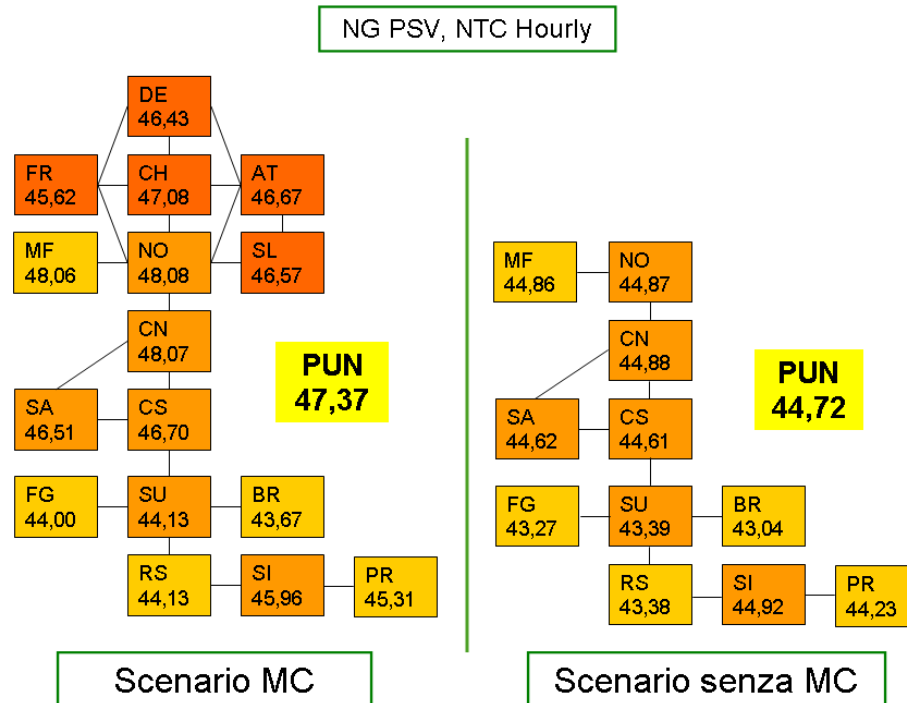


Figura 4.4 Confronto tra prezzi zionali medi [€/MWh] nel caso di gas naturale al PSV e NTC orari

Si nota come nei due scenari base i PUN calcolati siano rispettivamente di 51,03 €/MWh nel caso di prezzi del gas al CCI e 44,72 €/MWh nel caso di prezzi al PSV. Rispetto a tali valori tutti gli altri quattro scenari in cui si è applicata la soluzione del market coupling mostrano un prezzo superiore. Osserviamo che gli aumenti più consistenti in termini di prezzi zionali si hanno nella zona Nord mentre si attenuano spostandosi verso sud. Nella zona Nord, oltre ad essere quella in cui le interconnessioni con l'estero sono fisicamente presenti, si concentra più della metà del carico italiano e quindi andrà maggiormente a pesare nella determinazione del PUN. Ci occuperemo di commentare questi risultati nel paragrafo finale di questo capitolo.

4.2 Transiti alla frontiera settentrionale italiana

Per quanto riguarda i transiti, esattamente come si è fatto in precedenza per i prezzi, si è ritenuto utile riassumere i risultati utilizzando immagini. Tuttavia, ricordando le assunzioni di scenario, sarà sufficiente confrontare soltanto cinque delle simulazioni elaborate. Questo perché, in assenza di market coupling i transiti alle frontiere erano stati imposti pari a quelli storici indipendentemente dalle assunzioni sul prezzo del gas.

Caso Base senza Market Coupling

	FR-NO	CH-NO	AT-NO	SL-NO
Import	16,31	22,42	16,6	2,83
Export	0,13	0,01	0	0

Market Coupling, NG CCI, NTC Stag

	FR-NO	CH-NO	AT-NO	SL-NO
Import	16,92	21,21	1,5	2,2
Export	1,38	2,65	0,38	0,26

Market Coupling, NG PSV, NTC Stag

	FR-NO	CH-NO	AT-NO	SL-NO
Import	15,99	18,78	1,35	2,03
Export	1,5	3,75	0,53	0,33

Market Coupling, NG CCI, NTC Hourly

	FR-NO	CH-NO	AT-NO	SL-NO
Import	13,87	17,21	1,4	2,44
Export	1,61	2,86	0,1	0,17

Market Coupling, NG PSV, NTC Hourly

	FR-NO	CH-NO	AT-NO	SL-NO
Import	13,26	14,95	1,22	2,14
Export	1,72	4,28	0,18	0,27

Figura 4.5 Consuntivi import/export calcolati

Dalla Figura 4.5 appare evidente quanto piccoli siano i valori di export storici. Si osserva un aumento di questi passando da gas al CCI a gas al PSV, fatto dovuto principalmente alla natura del parco di generazione italiano ed alla sua maggior competitività in caso di prezzi del gas inferiori. La differenza tra NTC stagionali ed NTC orari si manifestava principalmente con una diminuzione dei primi rispetto ai secondi nel caso dell'export ed un aumento dei secondi rispetto ai primi nel caso dell'import. Andamento che possiamo ritrovare nei valori calcolati. Questo è sempre vero ad eccezione dell'export sui confini austriaco e sloveno, confini peraltro interessati da volumi particolarmente piccoli e dunque poco rilevanti.

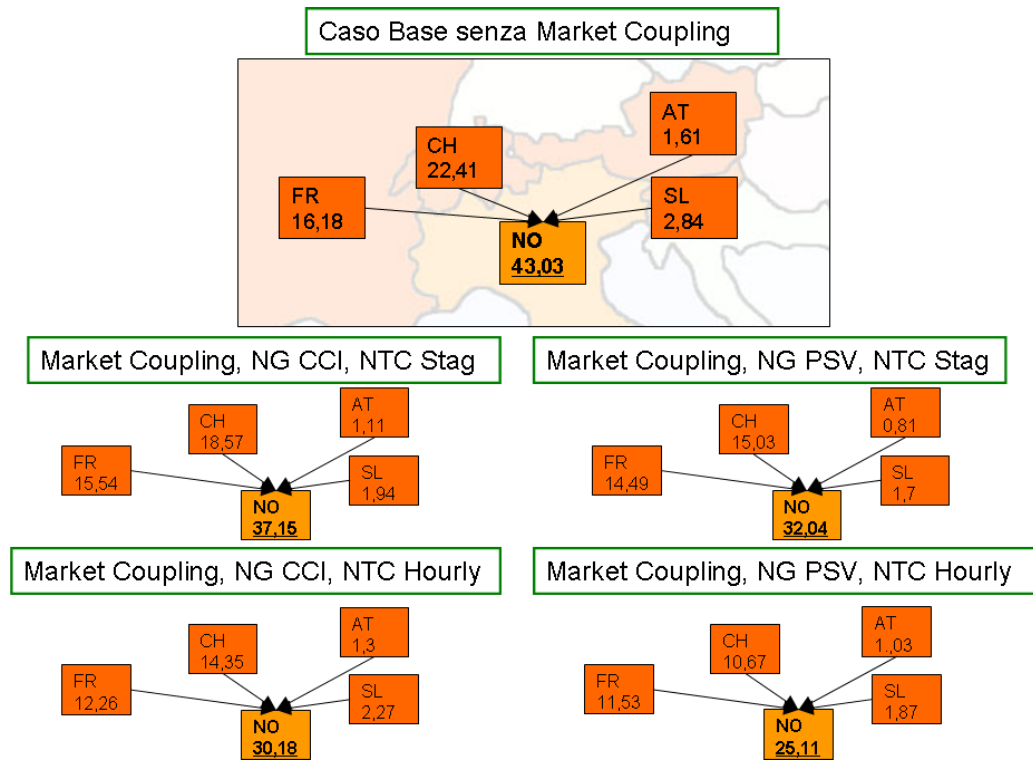


Figura 4.6 Scambi netti sulla frontiera Nord

Dalla Figura 4.6 possiamo osservare una diminuzione costante dei saldi netti passando da CCI a PSV e da NTC stagionali ad orari. Secondo quanto osservato precedentemente questo è dovuto al simultaneo effetto della diminuzione dell'export e dell'aumento dell'import.

4.3 Sintesi dei risultati

Per rendere più fruibile la mole di dati, questi sono stati ulteriormente riassunti in Tabella 4.1

Tabella 4.1 Sintesi dei risultati ottenuti con MTSIM

	PUN [€/MWh]	ΔPUN [€/MWh]	P-NO [€/MWh]	ΔP-NO [€/MWh]	Scambi [TWh]	ΔScambi [TWh]
No MC, NG CCI	51,03	+0,77	51,18	+0,94	43,03	-5,88
MC, NG CCI NTC Stag	51,81		52,12		37,15	
No MC, NG PSV	44,72	+2,39	44,87	+2,83	43,03	-10,99
MC, NG PSV NTC Stag	47,11		47,7		32,04	
No MC, NG CCI	51,03	+1,30	51,18	+1,57	43,03	-12,85
MC, NG CCI NTC Hourly	52,33		52,76		30,18	
No MC, NG PSV	44,72	+2,64	44,87	+3,21	43,03	-17,92
MC, NG PSV NTC Hourly	47,37		48,08		25,11	

Normalmente sarebbe lecito aspettarsi che, i vantaggi derivanti dall'integrazione dei mercati, si traducano in una diminuzione dei prezzi proporzionale al grado di integrazione. I nostri risultati sembrerebbero di primo acchito smentire queste aspettative. Per questo, prima di commentarli, è necessario tornare indietro e sottolineare alcune ipotesi fatte.

In prima istanza dobbiamo notare che nei due scenari di riferimento abbiamo fissato i flussi alle frontiere pari a quelli storici. Ai fini del dispacciamento questo equivale a far passare tale quota di energia dall'MGP come offerta a costo zero. Questo equivale a trattarla come contratti bilaterali (OTC). Lo scopo di tale scelta è quello di tenere conto dei flussi da essa generata sulla rete. E' fondamentale tenere conto di tali flussi poiché la loro presenza contribuisce al potenziale congestionamento della rete e conseguentemente al dispacciamento. Per evitare possibilità di arbitraggio è stato poi inserito il meccanismo delle rendite di congestione.

Il fatto che questa energia venga conteggiata a costo nullo è solo un artificio

matematico per garantire la possibilità di stipulare contratti OTC, non vuol dire certo che tale energia sarà scambiata a prezzo zero. Verrà invece scambiata ad un prezzo contrattato tra le parti e totalmente estraneo ai meccanismi dell'MGP, meccanismi che devono soltanto tenere conto della presenza di flussi generati da tali contratti sulla rete.

Negli scenari in cui il coupling è stato integrato invece, tutta la quota di produzione estera entra nell'MGP non più a costo zero, bensì come offerta al prezzo zonale calcolato di ora in ora. Questo non va ad influenzare il prezzo marginale del sistema soltanto se tutti i generatori esteri che, con le loro offerte contribuivano a soddisfare la domanda italiana, offrono ad un prezzo inferiore al prezzo marginale stesso. In caso contrario va a verificarsi la situazione illustrata in Figura 4.7, con evidente aumenti di prezzo.

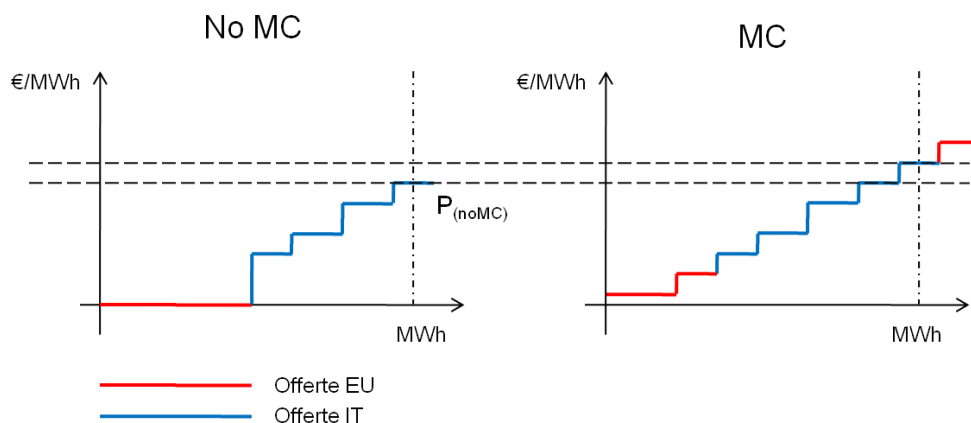


Figura 4.7 Effetto dell'ipotesi di flussi imposti nello scenario senza MC

Il nostro è un modello di minimizzazione dei costi, identificare i costi con i prezzi non è del tutto lecito se si vuole considerare la situazione nel suo insieme. Rimane dunque fondamentale comprendere la natura del differenziale che andremo a valutare. Consideriamo i differenziali di PUN, compresi tra 0,77 e 2,64 €/MWh e consideriamo inoltre il peso delle importazioni sul consumo totale di circa il 14%, tutte valutate a costo zero nello scenario di riferimento. Appare evidente come, volendo passare dai costi ai prezzi per rendere perfettamente confrontabili i due scenari, esiste la possibilità che le variazioni sul PUN possano essere riassorbite del prezzo effettivamente pagato in sede OTC per le importazioni. Tale limite nelle ipotesi modellistiche ci impedisce di esprimerci sulla bontà del coupling con i risultati ottenuti. Allo stesso modo ci impediscono di esprimerci in senso negativo, il segno positivo nelle variazioni va interpretato come limite superiore nelle variazioni di prezzo.

Fatte queste considerazioni possiamo comunque procedere a commentare i risultati. In particolare vediamo che la variazione del PUN tende ad accentuarsi tanto più quanto il gas è economico e l'NTC restrittivo per l'import. Per quanto riguarda le variazioni di PUN tra gas al PSV e CCI quello che osserviamo rispecchia sia la struttura del parco termoelettrico italiano sia il fatto che gli impianti marginali (ossia quelli che vanno a determinare il prezzo) sono quasi sempre alimentati a gas. Lo stesso si può dire per i transiti, infatti tanto più economico risulta il gas tanto più competitivi sono i produttori italiani e conseguentemente non solo aumenteranno la loro quota di mercato in Italia ma, trovano conveniente anche esportare. Le minori importazioni nette dall'estero implicano un aumento della produzione nazionale con un conseguente aumento dei prezzi zonali e di riflesso del PUN. Questa ultima affermazione è confermata anche osservando le variazioni di prezzo causate da NTC più restrittivi sull'import, meno possibilità di scambi equivale a più produzione nazionale meno economica. I risultati ottenuti, anche considerando che nello scenario senza coupling i transiti sono assegnati pari ai valori storici, suggeriscono la possibilità di raffinare il modello. Questo perché, o si ammette che i flussi storici siano avvenuti in maniera molto poco efficiente (quindi spesso in condizioni di arbitraggio imperfetto) risultando particolarmente alti nello scenario di riferimento. Oppure i prezzi calcolati dal modello risultano particolarmente bassi per l'Italia (suggerendo l'esistenza di un forte oligopolio) e particolarmente alti per gli altri paesi rispetto ai mercati reali (a cui, seppur in modo imperfetto, i transiti dello scenario di riferimento sono ancorati). Una conclusione certa è impossibile da trarre perché non si sono simulati i prezzi dei paesi confinanti per gli scenari di riferimento.

Successivi sviluppi hanno permesso di ripetere le simulazioni effettuate. Tali simulazioni sono state effettuate con un versione modificata di MTSIM chiamata sMTSIM [53]. Non entreremo nel dettaglio di tale simulatore poiché presenta alcune specifiche che lo differenziano concettualmente dall'ottimizzatore da noi descritto. In particolare MTSIM è un ottimizzatore deterministico sMTSIM introduce la componente stocastica per quanto riguarda la produzione eolica e fotovoltaica. Inoltre è stato deciso di non trascurare più la presenza del meccanismo dei certificati verdi aggiungendo un mark-up costante e pari a 5,15 €/MWh ai produttori termoelettrici.

Detto questo, considerando che le altre ipotesi rimangono sostanzialmente invariate, possiamo considerare una sintesi dei risultati (Tabella 4.2) delle nuove simulazioni.

Tabella 4.2 Sintesi dei risultati ottenuti con sMTSIM

	PUN [€/MWh]	Δ PUN [€/MWh]	P Nord [€/MWh]	Δ P Nord [€/MWh]	Saldo scambi [TWh]	Δ Saldo scambi [TWh]
No MC / Gas CCI	65.70	-0.55	65.91	-0.58	43.03	+4.36
MC / Gas CCI / NTC stagionali	65.15		65.33		47.39	
No MC / Gas PSV	57.61	-0.36	57.54	-0.40	43.03	-3.02
MC / Gas PSV / NTC stagionali	57.25		57.14		40.01	
No MC / Gas CCI	65.70	+0.75	65.91	+0.98	43.03	-4.86
MC / Gas CCI / NTC day-ahead	66.45		66.89		38.17	
No MC / Gas PSV	57.61	+0.83	57.54	+1.05	43.03	-11.06
MC / Gas PSV / NTC day-ahead	58.44		58.59		31.97	

Appare subito evidente come, almeno nel caso di prezzi del gas al CCI le variazioni del PUN cambino di segno. Questo, anche e soprattutto alla luce delle considerazioni svolte in precedenza, ci dà la possibilità di esprimerci sulla bontà del coupling in termini di benefici per il consumatore. Questa affermazione rimane comunque vincolata alle variazioni del prezzo del gas. Nella prima coppia di simulazioni la riduzione di prezzi è sicuramente, almeno in parte dovuta anche al corrispondente aumento nel saldo netto. Ciò non avviene nella seconda coppia di simulazioni. Tuttavia continua ad osservarsi una riduzione di prezzi, questa dovuta principalmente al fatto che il simulatore, privo dei flussi imposti alle frontiere, riesce ad ottimizzare più efficacemente il dispacciamento nazionale. Anche in questo caso, il passaggio agli NTC orari causa una significativa riduzione dei saldi netti, attribuibile in larga misura alla riduzione degli import.

Tali risultati si accordano al meno in parte con altri lavori simili presenti in letteratura [21].

Conclusioni e sviluppi futuri

Lo scopo principale di questo lavoro di simulazione era quello di valutare l'impatto del market coupling come il metodo economicamente più efficiente di allocare la capacità di transito transfrontagliera. Visti i risultati ottenuti si possono dedurre le seguenti conclusioni. Le variazioni di prezzo calcolate da MTSIM non sono state in grado di confermare la bontà del coupling, la causa principale è da imputarsi alla scelta di imporre i flussi alla frontiera nel caso base. Questo equivale a considerare tale quota come scambiata per mezzo di contratti bilaterali di cui rimane molto difficile stimare il prezzo. Affidare la determinazione di tale quota ad un mercato competitivo e trasparente come l'MGP rimane un fatto virtuoso che potrebbe comunque riflettersi in un aumento di welfare per i partecipanti al mercato. Va poi considerato che dato il carattere di forte idealità delle ipotesi nonché del modello, i risultati ottenuti dovrebbero essere presi come punto di partenza sulla quale andare a valutare gli effetti di variabili reali, una su tutte, le strategie di mercato ed il forte grado di oligopolio che tipicamente il mercato elettrico ha assunto sin dalla sua nascita.

Risultati migliori si sono ottenuti utilizzando una variante del simulatore chiamata sMTSIM. Questa, considerando il mark-up dei certificati verdi ed introducendo una componente aleatoria per le FER è riuscita a dimostrare la bontà del coupling almeno per metà delle simulazione effettuate.

Da questo presupposto si può partire per fare considerazioni che vadano in due direzioni. La prima sta nel raffinare il modello (come è stato fatto con sMTSIM), cercando di spostarlo dall'ideale verso il reale. La seconda sta nell'aggiornare i dati per tenere conto degli avvenimenti rilevanti accaduti sul mercato elettrico negli ultimi tempi. Per il primo punto andrebbero certamente conteggiati i certificati verdi, tenendo sempre conto però che questo meccanismo incentivante è destinato a sparire. Per la seconda direzione di sviluppo andrebbero sicuramente aggiornati i dati riguardanti la produzione da fonte rinnovabile in particolare da fotovoltaico. Spostando l'attenzione sui prezzi dei combustibili, sul breve termine non ci sono segnali di un potenziale cambiamento dei prezzi del gas. Va però considerato che il prossimo unbundling di Snam Rete Gas, la possibilità di costruire nuovi terminali di rigassificazione e la posizione strategica dell'Italia potrebbero portare il paese ad assumere il ruolo di hub del gas internazionale con conseguente riduzione dei prezzi.

Nomeclatura e lista degli acronimi

ACER – Association for Co-operation of Energy Regulator

ARA – Amsterdam Rotterdam Anversa

ATC – Available Transmission Capacity

CCGT – Combinatet Cycle Gas Turbine

CCI – Componente di Commercializzazione all'Ingrosso

CMU – Central Matching Unit

FOB – Free On Board

FER – Fonti di Energia Rinnovabili

FTR – Financial Transmission Rights

GME – Gestore dei Mercati Energetici

MGP – Mercato del Giorno Prima

NTC – Net Transmission Capacity

OCGT – Open Cycle Gas Turbine

OTC – Over The Counter

PF – Power Flow-Based

PCR – Price Coupling of Regions

PSV – Punto di Scambio Virtuale

PTDF - Power Transfer Distribution Factor

PTR – Physical Transmission Rights

PUN – Prezzo Unico Nazionale

PX – Power Exchanger

ROR – Run Of Rive

ST – Steam Turbine

TRM – Transmission Reliability Margin

TSO – Transmission System Operator

TTC – Total Transfer Capacity

Bibliografia

- [1] Third Legislative Package, include la Direttiva 2009/72/EC, Regolamento 713/2009/EC e Regolamento 714/2009 EC
- [2] ACER, Framework Guidelines on Capacity Allocation ad Congestion Management.
[http://www.acer.europa.eu/portal/page/portal/ACER_HOME/Communication/News/FG-2011-E-002%20\(Final\).pdf](http://www.acer.europa.eu/portal/page/portal/ACER_HOME/Communication/News/FG-2011-E-002%20(Final).pdf)
- [3] <http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=y7DOIpLgQV4%3d&tabid=622>
- [4] Creti A., Fumagalli E., and Fumagalli E. (2010), Integration of electricity markets in Europe: relevant issues for Italy. *Energy Policy* 38: 6966–6976.
- [5] Schweppe F. C., Caramanis M.C., Tabors R.D., and Bohn R.E. (1988), *Spot Pricing of Electricity*. Boston: Kluwer Academic Publishers.
- [6] Hogan, W. (1992), Contract Networks for Electric Power Transmission, *Journal of Regulatory Economics* 4: 211 – 242.
- [7] Borenstein, S., J. Bushnell and S.Stoft (1998), The Competitive Effects of Transmission Capacity in a Deregulated Electricity Industry. *The RAND Journal of Economics* 31: 294-325
- [8] Chao H.P., and Peck S. (1996), A market mechanism for electric power transmission. *Journal of Regulatory Economics* 10: 25–60.
- [9] Joskow P., and Tirole J. (2000), Transmission rights and market power on electricity power networks. *The RAND Journal of Economics* 31: 450–487.
- [10] Neuhoff K. (2003), Integrating transmission and energy markets mitigates market power. CMI working paper 301.
- [11] Gilbert R.J, Neuhoff K., and Newbery D.M. (2004), Allocating

transmission to mitigate market power in electricity networks. *The RAND Journal of Economics* 35: 691–709.

- [12] Parisio L. and Bosco B. (2008), Electricity prices and cross-border trade: volume and strategy effects. *Energy Economics* 30: 1760–1775.
- [13] Ehrenmann A. and Neuhoff K. (2009), A Comparison of Electricity Market Designs in Networks. *Journal Operations Research*, Volume 57 Issue 2
- [14] Boffa F., and Scarpa C. (2009), An anticompetitive effect of eliminating transport barriers in network markets. *Review of Industrial Organization* 34:115-133
- [15] Newbery D. and McDaniel T. (2002), Auctions and trading in energy markets: an economic analysis. DAE Working Paper 233, University of Cambridge.
- [16] Kristiansen T., 2007. An assessment of the Danish–German cross-border auction. *Energy Policy* 35: 3369–3382.
- [17] Bunn D.W, and Zachmann G. (2010), Inefficient arbitrage in inter- regional electricity transmission. *Journal of Regulatory Economics* 37: 243–265.
- [18] Meeus L. (2011), Implicit auctioning on the Kontek cable: third time lucky? *Energy Economics* 33: 413-418.
- [19] Hobbs B., Rijkers F., and Boots M. (2005), The more cooperation, the more competition? A Cournot analysis of the benefits of electric market coupling. *The Energy Journal* 26: 69–97.
- [20] Finon D., and Romano E. (2009), Electricity market integration: redistribution effect versus resource reallocation. *Energy Policy* 37: 2977-2985.
- [21] Pellini Elisabetta. (2011), Measuring the impact of market coupling on the Italian electricity market. *Energy Policy* 48 (2012) 322–333
- [22] Malaguzzi Valeri L. (2009), Welfare and competition effects of electricity interconnection between Ireland and Great Britain. *Energy Policy* 37: 4679–4688.

- [23] Gallanti M., Migliavacca G. (2002), Criteri di calcolo del prezzo unico nazionale. CESI S.p.A.
- [24] G. Migliavacca, A. Formaro - Specifica tecnica e manuale d'uso di MTSIM, un simulatore per l'analisi del mercato elettrico in scenari di medio termine – Rapporto CESI RICERCA RdS 07005443
- [25] GME,
http://www.mercatoelettrico.org/En/download/DownloadDati.aspx?val=MGP_Fabbisogno
- [26] Terna,
http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTRICO/statistiche/dati_statistici.aspx
- [27] GSE, “Idroelettrico, rapporto statistico 2009”,
http://www.gse.it/approfondimenti/Simeri/fer/DocumentLibraryStatisticheFER/idroelettrico_2009.pdf
- [28] Terna,
http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTRICO/dispacciamento/Previsione_Prod_Eolica.aspx
- [29] GSE, rapporto statistico 2010
<http://www.gse.it/attivita/statistiche/Documents/Statistiche%20Rinnovabili%202010.pdf>, pagina 76-77
- [30] GME, <http://www.mercatoelettrico.org/En/Esiti/MGP/EsitiMGP.aspx>
- [31] ENTSO-E, <https://www.entsoe.eu/resources/data-portal/consumption/>
- [32] ENTSO-E, <https://www.entsoe.eu/resources/ntc-values/ntc-matrix/>
- [33] <http://www.transparency.eex.com>
- [34] ENTSO-E, Statistical Yearbook 2010–,
http://www.worldenergy.ch/file/News/11130_wec_statistisches%20jahrbuch%20entso-e_e.pdf
- [35] GME,
http://www.mercatoelettrico.org/En/download/DownloadDati.aspx?val=MGP_LimitiTransito

- [36] SUSPLAN, <http://www.susplan.eu/>
- [37] Bundesnetzagentur, “Monitoringbericht 2011”,
<http://www.bundesnetzagentur.de>
- [38] Umwelt Bundesamt, “Datenbank Kraftwerke in Deutschland”, 9
settembre 2011, <http://www.umweltbundesamt.de>
- [39] “Statistique annuelles 2011 – RTE”
- [40] <http://www.e-control.at/en/statistics/electricity-statistics>
- [41] Renewable Development Initiative – Slovenia
- [42] Ufficio Federale dell’Energia – UFE (Amm. Federale admin. CH)
http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00491/index.html?lang=it&dossier_id=01049
- [43] RTE, Transparency report 2010
- [44] Delibera ARG/elt 175/08
- [45] BAFA – Federal Office of Economics and Export Control
<http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/energieinfo/2010/index.html>
- [46] Bergen Energi “Gas prices monitoring”
- [47] Federal Office of Economics and Export Control
<http://www.bafa.de/bafa/de/energie/steinkohle/drittlandskohlepreis/index.html>
- [48] <http://www.ifandp.com/article/002801.html>
- [49] http://www.uxc.com/review/uxc_PriceChart.aspx?chart=spot-u3o8-2yr
- [50] <http://www.wise-uranium.org/nfcc.html>
- [51] <http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/prezzi/struttura/nuovo/Anno2010.zip>
- [52] <http://www.mercatoelettrico.org/it/Esiti/ET/ET.aspx>

- [53] F. Lanati, S. Vitale, L. Croci, D. Siface, A. Gelmini, V. Brignoli, R. Martini – “*Adeguamento ed estensione dei modelli di sviluppo a lungo termine della domanda e del sistema elettrico - energetico*” Rapporto RSE 12000680