
POLITECNICO DI MILANO

Scuola di Ingegneria Industriale e dell'Informazione

Corso di Laurea Magistrale in
Ingegneria Energetica

Dipartimento di Energia



POLITECNICO
MILANO 1863

**SVILUPPO DI UN MODELLO NODALE PER IL MERCATO
DELL'ENERGIA ELETTRICA BASATO SU STRUMENTI DI OPF**

Relatore: Prof. Cristian BOVO

Correlatore: Ing. Valentin ILEA

Tesi di Laurea Magistrale di:

Claudia PAVARINI Matr. 819965

Anno Accademico 2014 – 2015

“Non abbiate paura di avere coraggio”

Karol Wojtyla

Ringraziamenti

Innanzitutto ringrazio il Prof. Bovo per la disponibilità, per la pazienza e per avermi permesso di mettermi alla prova facendo la tesi che più desideravo. Ringrazio il Prof. Ilea per il supporto costante durante questi mesi: senza di Lei ora non sarei qui.

Vorrei ringraziare tutti quelli che mi conoscono e che mi hanno conosciuto. Cercherò di elencarvi tutti, anche se la liste non vengono mai perfette. Vorrei dire grazie:

Alla mia famiglia

- Alla nonna Elda, allo zio ROBERTO, al nonno Ireneo, Imo, alla nonna Maria ed Enrica, allo zio Novello e ad Irene che mi hanno accompagnato ed aiutato durante ogni esame e ogni momento importante della mia carriera didattica
- Ai miei genitori che mi hanno reso possibile gli studi e l'applicazione del mio impegno alle cause che più consideravo adatte a me. A mamma per avermi passato la testardaggine e la memoria imbattibile, a papà per la sensibilità (anche troppa!) e la curiosità verso il nuovo
- Alla mia "sorellina" (sorellona) Margie che è sempre vicino a me, quando sono in quel di Mantova, nel bene e nel male
- Alla zia Angela ed Alessia per tutto il tempo e l'attenzione che mi hanno dedicato
- Alla zia Pia per l'amore con cui accogli tutti nella tua famiglia e casa, con cui cerchi, insieme alla zia Stellina, di ricordare come meglio si può la nonna che tanto bene voleva a tutti (e che i suoi agnoli e la sua torta margherita confermavano). Lo zio Flavio per avermi fin da piccola indirizzata verso la giusta via: dell'interista sfegatato... perché per ottenere grandi soddisfazioni bisogna sempre soffrire
- Alla zia Stellina e Stefano per il vostro "ma ci penso io!"... e mettiamoci pure quella peste della Marta (che a 16 anni porta già i tacchi meglio di me!!!!). Paolo ti voglio bene ma vedi di metterti in riga!!
- Ai cugini Linda & Co. perché il vostro invito incondizionato in piscina ha allietato molte persone durante le calde estati mantovane
- Alla zia Lucia per le partite indimenticabili a ramino con lo zio Novello dopo l'immane cotoletta e coca-cola del sabato dopo catechismo

Alla mia famiglia allargata

- Alla famiglia Mazzucchini perché le serate, i pranzi, i viaggi, i tè delle cinque improvvisati con voi sono sempre i migliori. La nostra è una grande famiglia ed è una delle cose più belle che mi sono capitate. Ringrazio Fede per sopportare la piattola che più piattola non si può!!! Il mio promesso sposo (così papà è contento) che mi ha fatto ripassare con mooolto piacere analisi 1 e 2 con lui. Daniela per i suoi piatti fantastici e per le finte litigate con papà. E Gianni per le partite a tennis e l'aiuto informatico sempre a disposizione (per non parlare della gita in centrale elettrica... che figata!)
- A Frà: perché sei inimitabile, come me ma diverso da me. Mi hai aiutato in tanti momenti e mai dimentico quanto mi sei vicino; sono tanto orgogliosa di te, la tua forza di volontà è incredibile. Ad Anna e Antonio per gli incredibili esempi che mi date e per l'accoglienza; a Giulia perché mi sopporti come ospite scomoda senza mai dire nulla.

A tutti gli amici di famiglia

- A Cristiana e Marco, siete unici. Basta questo.
- A tutte le persone che mi cercano, chiedono di me in negozio. Gaetano, perché spero sempre in un aperitivo con me, e nonostante ciò ti ricordi sempre di me con pensieri unici. Monica perché sopporti quella....(non dico niente perché se no me lo rinfaccia fino a Natale == mamma è uno scherzo!) della Graziella.
- A Gabri, Pina per le telefonate infinite con papà e le risate infinite che mi fate fare!
- Ad Aldo ed alla sua famiglia per avermi accolto con grande spirito familiare

Ai miei amici

- A Martina per avermi ascoltato e dato sempre saggi consigli... e ricordati sempre la scena della smorfia! Rimarrà negli annali
- A Tino perché nonostante la distanza rimani una certezza per me
- A filippo per le fatiche delle 11 della mattina sotto il sole cocente; per le mincio-marce corse insieme: per tutte le cagate abissali che abbiamo fatto
- Alle mie coinquiline: Giada, la mia gestionale preferita & Marta (colei che sa tutto su ciò che io non so)
- Al Alberto!!! Con la tua signorilità e umorismo mi hai fatto tanta compagnia
- Ad Omar per le nostre chiacchierate senza fine (tua mamma sola sa quante!);
- A Stefano, Vaccar1, Chiara, Vivi, Anna, Pareschi (amico micragno), Davide... tutta la gente pazzo con cui abbiamo fatto serate.. Paroni, Pernisco, Giulio, Piffer, Daniel. A tutti gli ex compagni di uni, di liceo, delle medie e anche elementari per i bei ricordi e momenti che mi avete lasciato
- Agli amici del Parco di Trenno: Sisto n. 1 in the world, Nelloooooone il palleggiatore perfetto, Roby il papà adottato milanese e tutti gli altri (nessuno escluso).

Alle mie guide e chi mi ha aiutato

- Prof. Silvana Ranzoli per il metodo di studio da Lei insegnato che tanto mi ha aiutato; per avermi mostrato la passione verso il lavoro
- Prof. Cabrini per l'amore infuso verso la matematica
- Prof. Morrea per i preziosi consigli
- Prof. Cavalieri per le nostre discussioni senza fineeee
- Prof. Carretta, perché i suoi "più che suff" in italiano mi stanno ancora sul groppone
- Prof. Don Zenesini per il suo sorriso sincero e i consigli spassionati
- A Matteo per avermi convinto a fare il dottorato ed esserti sbattuto così tanto per la mia domanda; a Valentin perché solo io so quanto le ho rotto le balle in questi mesi!
- Alla prof. Colombo perché l'impegno che mette nelle cose che fa sono un chiaro esempio da imitare... e che vorrei imitare. Ma non so se ti sei realmente accorta di chi ti tocca sopportare!

Vorrei dire grazie a tutti i professori che ho stressato con le mie domande infinite, con le richieste di orale aggiuntivo, a chi mi ha aiutato dopo l'operazione. Ed infine..... al prof. Niro perché ancora non so da dove sia uscito il Suo 28 in Scambio termico!!!!

Per ultimo, vorrei dire un bravo a me stessa: brava Pavarini! Per esser riuscita a circondarti di così tanta bella gente. Siete il risultato più importante che io abbia mai ottenuto.

Sommario

L'apertura del mercato in campo energetico, in particolare quello dell'energia elettrica, unitamente allo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili non programmabili, rende necessario che ci sia maggior controllo e una miglior gestione della rete elettrica nazionale al fine di garantirne un servizio sicuro.

L'utilizzo del modello nodale all'interno del modello di mercato ben si presta al contemplamento di tale compito, legando, tramite equazioni di Power Flow, i parametri elettrici nodali che esprimono il livello di stabilità e sicurezza del sistema elettrico alle variabili in gioco nel Mercato del Giorno Prima. Tramite diversi studi, infatti, si è mostrato che il modello nodale permette di gestire meglio variabili che impattano direttamente sui costi di esercizio del gestore di rete, e rende più agevole ed efficiente la gestione delle congestioni. In particolare, lo scopo del modello descritto in questa trattazione è di massimizzare il benessere sociale derivante da offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica, tenendo conto dei vincoli legati alla natura della rete di trasmissione e al suo esercizio in sicurezza. Per tener conto delle relazioni elettriche tra tutti i punti fisici di prelievo e immissione di potenza, il modello di mercato è stato integrato da un problema di Optimal Power Flow descritto tramite approccio completo e sparso. I dati in ingresso vengono elaborati in Matlab, convertiti in file leggibili da GAMS che, tramite il codice implementato, risolve il problema di ottimizzazione. Sono state analizzate reti di dimensioni via via crescenti per verificare la completezza del modello e validarlo, in modo da poter essere applicato a un modello realistico della Rete di Trasmissione Nazionale.

È stato simulato il Mercato del Giorno Prima adottando il modello nodale proposto, utilizzando scenari di offerte appropriati rispetto la tipologia di impianto e in base ad opportune assunzioni.

Parole chiave: mercato elettrico, modello nodale, Optimal Power Flow, rete di trasmissione

Abstract

Deregulation in the electric power market and the development of non programmable renewable energy sources need to be combined with a better control of the electric transmission system to ensure an adequate security level. In this way, major efficiency is going to be attached, not only for the single generator but also for the entire market.

The use of nodal spot market is the perfect solution for this task. It is composed by Power Flow equations that link electrical parameters of the buses with the typical variables of the electric market, such as the real power: so it will allow an integrated management of the control variables for acceptable levels of security of the transmission system.

Many studies show that nodal spot market has the advantage of checking directly parameters that affect the operational cost of the Transmission System. In addition to this, nodal approach is able to manage correctly the congestions, revealing the presence of critical areas. The proposed model has the objective of maximizing the social welfare starting from bids submitted by the players subject to physical and technical constrains concerning the nature of the transmission network. The Optimal Power Flow has gone to be implemented as a sparse problem and it involves electrical relations among all the buses of the network.

Input data have been evaluated by means of Matlab, then they have been sent to GAMS for the numerical optimization adopting the proposed model. Validation was carried out on test networks to check errors. Afterwards, the model is simulated on increasingly bigger networks up to matching a realistic Italian transmission system model.

Finally, a simulation was performed for the proposed nodal market considering suitable bid scenarios relating to plant types and including appropriate assumptions.

Keywords: electric power market, nodal spot model, Optimal Power Flow, transmission network

Riassunto esteso

La deregolazione e la conseguente liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica ha portato alla creazione di diversi attori economici sia in campo di produzione che di vendita dell'energia elettrica. Il loro scopo di massimizzazione del profitto si affianca alla finalità dell'ente tecnico che si preoccupa di garantire un sistema elettrico nazionale in condizioni di:

- adeguatezza,
- sicurezza.

In Italia è il Gestore della Rete, ovvero Terna Spa, che deve garantire un esercizio affidabile della rete di trasmissione nazionale. Per fare ciò si serve dei servizi ancillari di rete, a valle del Mercato del Giorno Prima.

In questo studio ci si occuperà del Mercato a Pronti, anche denominato mercato spot poiché la liquidazione dei contratti di compravendita negoziati in ogni giornata è eseguita con un differimento molto breve (pochi giorni). Comprende il Mercato del Giorno Prima (MGP) in cui avvengono la maggior parte delle transazioni commerciali, il Mercato Infragiornaliero (MI) che consente agli operatori di apportare modifiche ai programmi definiti nel MGP attraverso ulteriori offerte di acquisto o vendita; infine, vi è il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) in cui Terna agisce come controparte centrale per approvvigionarsi delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema. Si trascurerà, invece, il Mercato a Termine perché, avvenendo con largo anticipo rispetto alla data di consegna, non è collegato strettamente alla gestione e al controllo nel breve periodo della rete elettrica.

Nel Mercato del Giorno Prima si utilizza un modello di merito economico in cui si associano offerte di acquisto e offerte di vendita tramite l'ottimizzazione del benessere sociale. Vi è così la formazione di un profilo orario di fornitura di energia elettrica dei generatori basato sulle domande di carico, nel rispetto dei vincoli degli elettrodotti (i vincoli termici sono solitamente i più restrittivi).

Per tener conto della collocazione spaziale delle immissioni e dei prelievi di potenza lungo la rete elettrica e di quali conseguenze essa porti alla quantità scambiata tramite le linee elettriche e i trasformatori, è adottato un metodo di gestione delle congestioni zonale o nodale.

Nell'approccio zonale la rappresentazione della rete di trasmissione è semplificata venendo divisa in zone per ognuna delle quali è definito un limite di scambio con le altre aree. Tali valori soglia sono calcolati in modo tale che quando lo scambio di potenza risulta minore del valore massimo ammissibile non vi siano congestioni sulle linee di interconnessione tra le aree. In questo modello la risoluzione del mercato avviene verificando la validità dei soli vincoli di scambio equivalenti tra zone, rendendo gli algoritmi molto snelli e veloci. La presenza di prezzi, zonali in questo caso, differenti sarà conseguenza diretta della presenza di vincoli attivi. In particolare accadrà che le aree tra cui il limite di scambio è stato saturato avranno prezzi zonali tra loro differenti.

Nell'approccio nodale, invece, si rappresenta la rete di trasmissione nella sua interezza, esplicitando la presenza di tutte le linee di trasmissione. Ogni nodo fisico verrà rappresentato dai parametri caratteristici (tensione in modulo e fase) ed avrà un prezzo specifico nodale a causa delle perdite di trasmissione e delle congestioni. Tale livello di raffinatezza nella rappresentazione della rete elettrica da una parte porta ad un'elevata complessità numerica per gli algoritmi di calcolo, dall'altra porta a soluzioni che ottimizzano al meglio le risorse di trasmissione.

Nel mercato italiano dell'energia elettrica, che si occupa di creare un profilo di generazione e di carico orario tramite l'accettazione di offerte in vendita e in acquisto di energia, viene utilizzato un modello che suddivide il territorio italiano in sei zone – ovvero identifica aree tra cui è più facile la presenza di congestioni – e si preoccupa di evitare sovraccarichi di potenza tra queste. Utilizza quindi un modello zonale in cui vengono considerati solo alcuni dei vincoli di corrente (tramite l'equivalentazione dei lati che collegano le aree).

Il programma di dispacciamento viene poi modificato nel Mercato Infragiornaliero, in cui si contrattano le variazioni di quantità di energia rispetto a quelle negoziate sul MGP a seguito di previsioni di carico più precise e attendibili, vista la maggior vicinanza al momento della consegna fisica di energia elettrica.

Infine, vi è il mercato dei servizi di dispacciamento, in cui Terna si approvvigiona delle risorse necessarie per il servizio di dispacciamento, ossia per la gestione ed il controllo del sistema elettrico, per la risoluzione delle congestioni intrazonali, la creazione delle riserve di energia ed il bilanciamento in tempo reale; modifica, quindi, la programmazione idro-termoelettrica tenendo conto dei vincoli di sicurezza N ed N-1. Spesso in questo frangente

deve modificare drasticamente il profilo di produzione determinato dalle sessioni di mercato precedenti, andando a causare un pesante aggravio economico.

La tesi introduce un modello di mercato nodale mediante il quale si determina un profilo di generazione e di carico più simile a quello reale, considerando tutti i singoli nodi della rete di trasmissione. In questo modo si otterranno rilevanti vantaggi sia a livello di gestione della rete che a livello economico.

Il modello mira a trovare le potenze dei singoli generatori e carichi che massimizzano il social welfare, ovvero la stessa funzione obiettivo del mercato zonale attualmente in uso in Italia. I vincoli che limitano le variabili sono le equazioni di Power Flow e i criteri di sicurezza N e N-1 formulati con le correnti dei lati della rete (linee elettriche e trasformatori). Vi sono inoltre limitazioni inferiori e superiori sia alle variabili di controllo (potenze attive dei singoli gradini di offerta e potenze reattive) che a quelle di stato (tensioni nodali). Lo studio si è servito di due software di calcolo appositamente sviluppati in questo lavoro di tesi. È stato utilizzato Matlab per l'analisi dei dati in input e output e per la verifica dei criteri N-1. Sono stati scritti codici che leggessero file di rete; creassero le offerte di generazione e di consumo e le informazioni necessarie per la sicurezza N-1; convertissero i dati così ottenuti in un foglio leggibile da GAMS, e viceversa per i dati in uscita. Ci si è serviti del programma di ottimizzazione GAMS per implementare in codice il modello di mercato. Infine sono stati creati i codici Matlab per il controllo dei dati in uscita.

Inizialmente è stato validato il modello per mezzo di reti di piccole dimensioni su cui si potevano conoscere gli esiti ex ante per poi controllare che coincidessero con quelli forniti dal programma. Una specifica rete a 39 nodi è stata usata per i test di verifica dei diversi modelli a crescente livello di complessità, fino ad arrivare al modello completo. In assenza dei vincoli di corrente e di perdite di trasmissione si è visto che l'esito del mercato coincide con l'incrocio delle curve cumulate delle offerte di acquisto e di vendita. Già con l'introduzione delle resistenze delle linee elettriche il risultato del mercato cambia e i prezzi nodali si differenziano da nodo a nodo perché il modello tiene conto del contributo della potenza dissipata lungo la rete elettrica.

Se viene introdotta la condizione di sicurezza N il modello restituisce un risultato che si avvicina a quello individuato dal mercato zonale nel caso in cui la Total Transfer Capability sia stata calcolata in tempo reale e le perdite di trasmissione siano nulle. Viceversa, se le perdite vengono considerate nel modello nodale il risultato differisce da quello derivante da

un'analisi zonale del mercato. Infine, se si introducono i vincoli di sicurezza in N-1 si vede che il risultato cambia drasticamente in funzione di come si distribuiscono le offerte di generazione nel territorio.

Il caso applicativo prevede la simulazione del modello nodale sulla rete italiana, seguita da un'analisi dei risultati ottenuti sia in termini di risultati economici sia sugli effetti che il nuovo approccio ha sulla gestione della rete di trasmissione.

Ci si è riportati alla rete italiana riferita ai giorni attuali per quel che riguarda il collegamento tra Sicilia e Calabria, considerando il solo elettrodotto "Rizziconi-Sorgente" con capacità di 300 MVA di potenza apparente.

Applicando per primo il modello nodale privo di vincoli di corrente, si verifica una differenziazione dei prezzi nodali. Si nota, in generale, che la zona Nord presenta prezzi nodali maggiori della zona Sud. Tramite l'applicazione del modello di mercato nodale comprensivo di vincoli di sicurezza N, si constata l'attivazione del vincolo di corrente per cinque lati: un lato è in Veneto, uno in Lombardia, due congestioni avvengono tra Toscana ed Umbria, linee che collegano la zona Centro-Nord con la zona Centro-Sud, mentre l'ultimo interessa lo Stretto di Messina, lungo cui si sviluppa il collegamento tramite elettrodotto tra la Sicilia e la penisola.

Similmente a quanto sarebbe possibile osservare dal modello di mercato zonale, i prezzi vengono spezzati dalle congestioni. Il modello nodale, però, fornisce, tramite la differenziazione dei prezzi nodali dei due nodi del lato congestionato, informazioni più precise. Il modello, infatti, studia in modo disaggregato il sistema elettrico, contrariamente alle approssimazioni incluse nel modello zonale ed effettua bilanci di potenza per ogni nodo. È stato poi applicato il modello che include i vincoli di sicurezza N e N-1. Sono state notate due congestioni nel caso di fuori servizio di due linee distinte. Le criticità riguardano la linea in Veneto già soggetta a congestione in condizioni nominali e un'altra che si trova nelle vicinanze delle congestioni tra Centro-Nord e Centro-Sud. Evidenziano un cambiamento nel profilo di dispacciamento a seguito dell'attivazione di nuovi vincoli. Lo scarto tra i nodi dei lati afflitti da congestione aumenta. In accordo con la disponibilità di energia elettrica proveniente da altre località, il nodo che riceve potenza dalla linea è caratterizzato da prezzo maggiore mentre il nodo che inietta potenza nel lato vede il proprio prezzo nodale diminuire. Questo si verifica per entrambe le congestioni in sicurezza N-1. Tuttavia in Veneto la

dinamica di dispacciamento e la rete poco magliata per quella parte di regione rende ancora più evidente la separazione tra zone conseguenti all'attivazione di vincoli di corrente.

Si è passati, poi, ad esaminare la rete sviluppata dal Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano per scopi didattici. In essa il collegamento tra Sicilia e Calabria è fornito dal nuovo elettrodotto con una capacità di transito massima pari a 2000 MW di potenza attiva. In condizioni di sicurezza N vengono segnalate le congestioni individuate per lo scenario attuale, tranne per una delle linee del Centro Italia e per lo stesso collegamento tra Calabria e Sicilia.

L'applicazione del modello nodale in rispetto dei vincoli di corrente N e N-1 crea la comparsa di una nuova congestione: la linea tra Magisano e Maida risulta saturata a seguito del fuori servizio della linea tra Altomonte e Lattarico. Tale situazione di pericolo avviene con questo scenario e non con quello precedente perché l'aumento della capacità di trasporto lungo lo Stretto carica maggiormente le linee calabresi. A seguito del caricamento di queste linee e del possibile guasto tra una di questa (nel caso in esame la "Altomonte-Lattarico") la congestione diviene realtà, con conseguente aumento dei prezzi della Sicilia.

Si è dimostrato, quindi, il funzionamento del modello di mercato su reti di elevate dimensioni.

Nel modello nodale la presenza di congestioni è osservabile anche all'interno delle singole zone. Si osserva, in particolare, che il comportamento locale dei nodi maggiormente interessati dalle congestioni influenza il profilo di dispacciamento della regione, tuttavia non sempre le due condizioni sono legate. Il prezzo medio nodale di una regione dipenderà, infatti, anche da dinamiche più globali. La possibilità di indagare la variazione puntuale del profilo di dispacciamento risultante dal mercato rende il modello nodale maggiormente realistico. Questo maggior livello di dettaglio, inoltre, porta alla gestione efficiente della rete di trasmissione nazionale, elemento divenuto cruciale negli anni con l'avvento delle fonti energetiche rinnovabili non programmabili e con la liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica.

Extended summary

Deregulation and the consequent liberalization of the electric power market have caused the creation of different players in the energy productive and the selling field. Their purpose of maximizing profit goes with the aim of the Transmission System Operator (TSO) that is to guarantee the electric system in conditions of:

- suitability,
- security.

In Italy the TSO is Terna and it is responsible for the transmission network coordination and security. In particular, it controls the network operation in real time, adjusting for disturbances and ordering the required ancillary services needed for network operation.

This text studies the Spot Market in which energy is traded for each day in a time close to the delivery. It includes the Day-Ahead Market, called Mercato del Giorno Prima (MGP), that has the majority of energy trades, and the Intraday Market for adjustment, known as Mercato Infragiornaliero (MI): it allows operators to display bids in order to modify the dispatch programs defined in the MGP. In the end there is the Market for Ancillary Services in which Terna buy stocks required for the control of the electric system. Considering the control and management of the transmission network near the real time, the section of the Italian Pool Market responsible for the trade in a large period of time, called Mercato a Termine, is going to be omitted.

The Day-Ahead Market uses an economic based model which relies on a double-side auction scheme: both power suppliers and customers are allowed to submit energy-price bidding curves. It maximizes the social welfare in order to identify the program of dispatching for each hour of the day based on the bids presented by the generators, in respect of the limitations imposed by the thermic bound of the transmission lines. In order to take into account the collocations of suppliers and consumers, congestion methods are used: they are represented by the zonal model or the nodal model.

The zonal approach simplify the transmission network dividing it into areas between with is imposed the Total Transfer Capability (TTC). The value assumed by TTC identifies the maximum power exchange preventing congestions in lines. Markets based on the zonal method find the best dispatch solution considering only TTC between areas, contributing to

more efficient algorithms. When limitations become binding different zonal prices are computed.

The nodal approach, instead, represents the entire transmission network: it is composed by buses and lines. Every bus is characterized by electric parameters, such as voltage magnitude and angle, and nodal price. It is composed by the cost attributed to transmission losses and congestions.

Nodal model has the advantage of optimizing the management of the transmission network describing it precisely, on the contrary it needs complex algorithms to be solved.

Italian power market creates profiles of generators and loads accepting players bids and make use of a zonal model in which Italian territory is divided into six areas. Their borders include lines with more probability of congestion. The model prevents overloads only between these areas neglecting constraints involving lines inside of them.

The program of dispatching is then modified in the Intraday Market, where bargain changes in the quantities of energy than those negotiated in the MGP according to newer load forecasts, more precise and reliable.

Finally, there is the market for ancillary services, where Terna procures the resources needed for the dispatching service, for the management and control of the electricity system in order to resolute intrazonal congestions. It is used for the real-time balancing: it changes hydro - thermal power scheduling taking into account the N and N-1 security constraints. Often, in this situation the profile of production determined by the market sessions drastically changes causing a heavy economic burden.

The thesis introduces a nodal market model nodal which determines a profile of generation and loading more similar to the real one considering all the nodes of the transmission network. In this way, significant advantages both in terms of network management that at the economic level are obtained.

The model aims to find the energy production and supply of generators and loads maximizing the social welfare, that is the Objective Function of the zonal market currently in use in Italy. Constraints that bound the variables are the equations of Power Flow and the N and N-1 security criteria formulated with the currents of the lines of the network. In this case lines refer also to transformers.

There are also constraints involving both the control variables, which are the energy submitted in different steps by the market players and the reactive power, than those of state,

corresponding to nodal voltages. This study used two programs specially developed for this thesis. Matlab has been used for the analysis of the input data and outputs and for verification of the N-1 criteria. There were written codes that would read network files; they would create the players bids and the information necessary for the N-1 security; they would convert the data obtained into a sheet that GAMS would receive; output data would be printed out from Matlab by the same interface. The optimization program, called GAMS, was employed for implementation of the nodal market model. Finally, Matlab routines were exploited for the control of the output data.

The model was first validated by means of small networks on which outcomes were known *ex ante*. Results coming from the model were checked verifying that they correspond with those expected. A 39 nodes network was used to test different models of growing complexity, reaching the full nodal model. In the absence of the current constraints and transmission losses constraints it is seen that the outcome of the market coincides with the intersection of the curves of cumulative bids to buy and sell. Introducing the resistances of the power lines results of market change and nodal prices differ from node to node because the model takes into account the contribution of the power losses over the electrical network. If the N security condition is introduced the model returns results similar to the zonal market in the case of real time calculation of the Total Transfer Capability and no power losses. On the other hand, considering transmission losses the nodal model result differs from the zonal model output. Furthermore, valuating the N-1 security constraints output data change drastically depending on how generators bids are distributed in the territory.

The simulation of the nodal model was performed on the Italian transmission network, followed by the output data analysis in terms of economic results and of the effects that the new method brings together for the management of the transmission grid.

First cases there was reported to the Italian network refers to the period in which the connection between Sicily and Calabria was the power line "Sorgente - Rizziconi" with capacity of 300 MVA apparent power.

The use, first, of the simplest nodal model (without limitations on current flows) shows a nodal price differentiation. The North of Italy is interested by higher nodal prices than the South. Nodal model enriched by N security constraints specifies the presence of five congestions: the first is located in Veneto, the second in Lombardia, two more line

congestions occur between Toscana and Umbria (these lines link the Center-North with the Center-Sud), meanwhile the last line congestion is between Sicilia and Calabria.

Such as zonal model, the occurrence of congestions in nodal model reflects on the prices: in fact, prices referred to the nodes of the line taken into consideration differ one from another. In addition to this, nodal model gives more precise and accurate information about the congestions. In fact, the model considers the entire electric system without making assumptions as zonal model does and computes energy balances for all the nodes of the electric system. The model was, then, applied including N and N-1 security constraints involving currents. There were noted two more congestions in case of breakdown of two distinct lines. The critical line in Veneto is already subject to congestion at nominal conditions and another critical line is located near the congestion between Centre-North and Central-South. A change in the profile of dispatching following the activation of the new constraints is shown. The gap between the nodes of the sides plagued by congestion increases. In accordance with the availability of electricity from other locations, the node that receives power from the line is characterized by a greater price while the node that injects power into the side sees its nodal price decreasing. This occurs for all congestions in N-1 security.

However, in Veneto the dynamic dispatching and the less density of the network makes even more evident the separation between zones consequent to the activation of current constraints.

Then, the network developed by the Department of Energy of the Polytechnic of Milan for educational purposes has been examined. In it, the connection between Sicilia and Calabria is provided by the new power line with a transfer capacity of up to 2000 MW of active power. The N security constraints caused congestions yet identified for the current scenario, except for one of the lines of Centre of Italy and for the same connection between Calabria and Sicilia.

The application of the nodal model respecting the constraints of the current in N and N-1 security creates the appearance of a new congestion: the line between Magisano and Maida is saturated due to the out of service of the line between Altomonte and Lattarico. This dangerous situation occurs with this scenario and not with the previous one because the increase in transport capacity over the sea charges more lines located in Calabria. Following

the loading of these lines and the possible failure of one of these (in this case the "Altomonte-Lattarico") a congestion becomes reality, causing higher prices in Sicilia.

It is therefore demonstrated that this market model fits networks of higher dimension.

In the model the presence of nodal congestions is observable even within more little areas.

It is observed, in particular, that the local behavior of the nodes most affected by the congestion conditions the profile of dispatching of the region, however not always the two conditions are related. The average price of a nodal region depends, in fact, on even more global dynamics. The possibility of investigating the local change in the profile of dispatching resulting from the market makes the nodal model more realistic. This greater level of detail also leads to the efficient management of the national transmission network. The use of renewable energy sources which can not be planned and the liberalization of electricity market has made it a crucial element.

Indice

Ringraziamenti	V
Sommario	VII
Abstract	VIII
Riassunto esteso	IX
Extended summary	XV
Indice	XX
Parte 1: necessità e complessità del mercato elettrico italiano	25
Introduzione	26
1. Il mercato elettrico in Italia	29
1.1 La liberalizzazione del settore elettrico in Italia	29
1.2 La struttura del mercato elettrico italiano	31
1.3 Il Mercato Elettrico a Pronti (MPE)	34
1.4 Il mercato del giorno prima	36
Bibliografia di capitolo	43
Parte 2: Strumenti e metodi di ottimizzazione dei sistemi elettrici	46
2 La teoria dell'Ottimizzazione	47
2.1 Problemi di ottimizzazione	47
2.1.1 Tipologie di problemi di ottimizzazione	49
2.1.2 Metodi di risoluzione dei problemi di ottimizzazione	51
2.1.3 Interpretazione dei moltiplicatori di Lagrange	54
2.2 Algoritmi di ottimizzazione	56
2.2.1 Interior Point Methods	56
2.2.1.1 Algoritmo base: Primario-duale	59
2.2.1.2 Algoritmo avanzato: Algoritmo predittore-correttivo	61
2.3 Optimal Power Flow	62
2.3.1 Optimal Power Flow nel mercato elettrico liberalizzato	63
2.3.1.1 Metodo completo e sparso	68
2.3.1.2 Metodo compatto e ridotto	68
2.4 Affidabilità del sistema elettrico	70
2.4.1 Sicurezza N e N-1	72
Bibliografia di capitolo	75

3	Il modello zonale.....	77
3.1	Benessere sociale	78
3.2	Struttura offerte.....	82
3.3	Modello matematico di mercato zonale.....	86
3.3.1	Calcolo della TTC	91
3.4	Esempio	94
3.4.1	Assenza di vincoli di rete.....	94
3.4.2	Presenza di vincoli di rete.....	97
	Bibliografia di capitolo.....	101
4	Il modello nodale.....	103
4.1	Il modello base.....	103
4.1.1	Rappresentazione elettrica degli elementi circuitali.....	104
4.1.2	Matrice delle ammettenze.....	106
4.2	Il modello con vincoli N	111
4.3	Il modello con vincoli N ed N-1	112
4.3.1	Calcolo della matrice beta	113
4.3.2	Contingency ranking	115
4.4	Analisi dei prezzi nodali	118
	Bibliografia di capitolo.....	120
	Parte 3: il modello nodale proposto: implementazione, verifica & validazione, applicazione	124
5	Il modello proposto di Security Constrained Optimal Power Flow.....	125
5.1	Motivazione	125
5.2	La struttura del modello	127
5.2.1	Generazione delle matrici delle offerte sul mercato.....	129
5.2.2	Generazione delle matrice beta, determinazione delle linee preventivamente scattate e di quelle preventivamente vincolate	131
5.5	Il funzionamento di GAMS in breve	138
5.4	Il modello di ottimizzazione in GAMS.....	140
5.4.1	Descrizione del Power Flow di convergenza	141
5.4.1.1	Inizializzazione delle variabili e degli intervalli di ammissibilità.....	144
5.4.2	Descrizione del modello che risolve il Mercato del Giorno Prima	144
5.4.2.1	Inizializzazione delle variabili ed esecuzione del codice implementato	152
5.5	Il modello SCOPF.....	153

5.6	Assunzioni alla base dell'applicazione del modello.....	154
	Bibliografia di capitolo.....	155
6	Validazione e verifica	157
6.1	Fase di validazione	157
6.2	Fase di verifica.....	160
6.2.1	Prima verifica: modello base e assenza di perdite di trasmissione	161
6.2.2	Seconda verifica: modello base e presenza di perdite di trasmissione.....	166
6.2.3	Terza verifica: modello base e senza perdite con allocazione delle perdite del caso in 6.2.2.....	172
6.2.4	Quarta verifica: modello con vincoli di sicurezza N.....	174
6.2.5	Quinta verifica: modello completo con vincoli di sicurezza in N-1	179
	Bibliografia di capitolo.....	185
7	Applicazione al caso studio	187
7.1	Descrizione della rete analizzata	187
7.2	Assunzioni alla base del caso applicativo.....	190
7.3	Simulazione della rete italiana in assenza di vincoli di sicurezza	196
7.3	Simulazione della rete italiana in presenza di vincoli di sicurezza N	200
7.4	Simulazione della rete italiana con vincoli di sicurezza N-1.....	206
7.5	Analisi del caso con il nuovo elettrodotto tra Calabria e Sicilia	211
7.5.1	Confronto dei casi studio applicati al modello di mercato con vincoli di sicurezza N	211
7.5.2	Confronto dei casi studio applicati al modello di mercato con vincoli di sicurezza N e N-1	213
7.6	Principali evidenze dagli studi effettuati	216
	Bibliografia di capitolo.....	218
	Parte 4: conclusioni	220
	Conclusioni e sviluppi futuri.....	221
	Lista delle figure.....	223
	Lista delle tabelle	226
	Lista degli acronimi.....	229



Parte 1: necessità e complessità del mercato elettrico italiano

Introduzione

Si è scelto di simulare l'approccio nodale all'interno del Mercato del Giorno Prima (MGP) per ottenere nell'immediato valori accettabili e realizzabili di flussi di potenza nella rete. Si è visto, infatti, dalla bibliografia, che l'approccio zonale, attualmente utilizzato nel mercato italiano dell'energia elettrica, restituisce come risultati del MGP approssimazioni dei transiti di energia, rendendo necessario ed oneroso l'intervento ex post dell'operatore di rete che deve aggiornare i profili di fornitura per evitare congestioni intrazonali a fronte delle reali condizioni del sistema elettrico (le congestioni interzonali sono le uniche prese in esame in questa metodologia di analisi delle congestioni di rete). Inoltre, l'analisi puntuale dei nodi di immissione e di prelievo di potenza permette di fornire una panoramica più chiara di quelli che sono i segnali di prezzo e, quindi, del comportamento della rete di trasmissione elettrica italiana. Infatti, rendendo il prezzo uniforme per un'intera area si limita ai partecipanti del mercato la consapevolezza della scarsità della capacità di trasmissione e delle perdite di potenza attiva lungo la rete, portando ad una gestione inefficiente del sistema elettrico.

Tutte queste considerazioni portano a concludere che il modello nodale permetterebbe agli operatori di individuare aree meno economiche, a causa delle congestioni, rendendo più facile soluzioni più efficienti di dispacciamento, al gestore della rete di ridurre i propri costi operativi grazie ad un mercato più efficiente ed affidabile.

Il lavoro di tesi è strutturato come segue:

Il capitolo 1 inizia con una breve trattazione storica del processo di liberalizzazione. È in seguito dedicato alla descrizione della struttura del mercato elettrico italiano, con particolare attenzione per il funzionamento del mercato del giorno prima.

Il capitolo 2 verte sulla definizione dei problemi di ottimizzazione: si studierà la classificazione e la formulazione matematica. Si fa un riassunto sulle tecniche numeriche utili alla risoluzione, mentre si esaminano in dettaglio gli algoritmi di ottimizzazione maggiormente utilizzati per problemi inerenti il controllo dei sistemi elettrici. Viene poi

illustrato il problema di Optimal Power Flow. Si fornisce inoltre spiegazione dei metodi analitici solitamente utilizzati dalla letteratura per la gestione della rete.

Nel capitolo 3 è presentato il modello di rete zonale attualmente utilizzato tramite anche un esempio per facilitare la comprensione dei meccanismi che regolano l'accettazione delle offerte e la formazione del prezzo; vengono messi in evidenza gli aspetti critici dell'approccio a cui si tenta di porre rimedio tramite un modello più complesso.

Nel capitolo 4 viene esaminato quindi il modello di mercato nodale. Tramite una successione di modelli maggiormente completi, si esaminano i vincoli che sotto forma di equazioni e disequazioni sono stati implementati in codice di calcolo. Si forniscono dalla letteratura alcune delle procedure di trattazione delle congestioni di rete.

Nel capitolo 5 si descrive il modello e si illustra in modo schematico come il modello di calcolo è stato implementato tramite una struttura a blocchi che riassume il ruolo dei diversi software utilizzati. Si spiegano dettagliatamente le assunzioni fatte e i criteri adottati per la formulazione del modello di mercato.

Il capitolo 6 presenta le simulazioni eseguite per la verifica e la validazione del modello nodale su reti di dimensioni contenute, attraverso le quali sono state individuate informazioni aggiuntive sul funzionamento del sistema elettrico.

Il capitolo 7 si esamina il caso di studio della rete italiana. Viene simulato il mercato del giorno prima sull'intera rete italiana attraverso entrambe le metodologie di gestione delle congestioni, ovvero quella zonale e quella nodale implementata, mostrando le maggiori differenze che si evidenziano dai due esiti.

Le osservazioni finali comparative tra le due simulazioni relative alla rete italiana e possibili suggerimenti per il futuro sono contenute nel capitolo finale.

1. Il mercato elettrico in Italia

1.1 La liberalizzazione del settore elettrico in Italia

La volontà di creare un mercato elettrico concorrenziale da parte della comunità europea, dettata dalla direttiva europea 96/92/CE, venne recepita in Italia tramite il decreto legislativo 16 Marzo 1999, n. 79, noto anche come decreto Bersani [1]. Fu un passo reso necessario dal fatto che si ritenne che la presenza di operatori in competizione e concorrenza, regolati dallo Stato, fosse la soluzione migliore per l'esercizio efficiente del settore. La direttiva del 1996, infatti, parallelamente alla direttiva 98/39/CE per il gas, contiene i principi fondamentali per la creazione di un mercato unico dell'energia elettrica: la libertà di iniziativa economica, la libertà di scelta dei grandi e medi consumatori, il diritto di accesso alle reti e la separazione delle stesse, la tutela del consumatore e della concorrenza [2].

La libera iniziativa economica, già garantita dall'articolo 41 della Costituzione [3], venne imposta per la fase di produzione e di vendita della filiera.

La direttiva europea obbligava i singoli Stati a garantire ai consumatori libertà di contrattazione su prezzo, tariffe, quantità, condizioni contrattuali con qualsiasi produttore, distributore o grossista, tramite l'indicazione di categorie di clienti che sarebbero diventati idonei.

Tramite le successive direttive, che andarono a comporre il secondo e terzo pacchetto energia, vi fu il progressivo allargamento dei clienti idonei. La direttiva 2003/54/CE conteneva un piano di azione secondo il quale dal 1 luglio 2007 tutti i consumatori sarebbero diventati clienti idonei, eliminando così la classe di quelli vincolati [4].

Per rendere effettivamente concorrenziale il settore elettrico, è stato necessario provvedere alla sua ristrutturazione. Infatti, in quasi tutti gli Stati vigeva una gestione verticalmente integrata dell'intera filiera e per i primi anni dall'inizio dell'intervento di apertura del mercato elettrico, la situazione non cambiò di molto: le forti economie di scala, le barriere all'ingresso imposte dall'operatore che deteneva il controllo assoluto del mercato, resero molto difficile la creazione di soggetti competitivi. Per risolvere questa problematica, l'Italia seguì il percorso tracciato dalla Comunità Europea imponendo un vincolo alla capacità

produttiva di ciascun produttore o importatore, obbligando Enel a cedere una quota importante dei propri impianti.

Il ruolo monopolista di Enel, ente pubblico poi portato a società per azioni, rappresentò un ostacolo alla liberalizzazione non solo per quel che riguarda la produzione, ma anche il trasporto e la vendita, minando il principio di perfetta concorrenzialità. Per isolare le attività sottoposte alla concorrenza (produzione, vendita) da quelle monopolistiche (trasmissione, distribuzione) l'Europa si avvale del principio di separazione verticale delle imprese (cd unbundling). Erano previste diverse varianti di separazione in funzione del settore della filiera: quella minima, contabile, poi quella societaria, la funzionale ed infine la proprietaria. Le fasi dedicate al trasporto via rete di trasmissione e di distribuzione non furono liberalizzate in quanto costituiscono monopoli naturali.

Per quel che riguarda la trasmissione, inizialmente si separò la gestione, tramite la creazione del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN), dalla proprietà che invece rimase in capo a Terna, al fine di permettere l'accesso alla rete a chiunque ne facesse richiesta. A Enel fu imposta la separazione societaria di Terna, ma tale intervento non fu sufficiente a garantire un adeguato servizio di pubblica utilità da parte del GRTN in quanto persistevano rischi di imparzialità da parte di Terna in sede di attuazione degli interventi di manutenzione e di sviluppo della rete. Per questo motivo, con il decreto ministeriale dell'11 maggio 2004, si attuò l'unificazione della proprietà e della gestione della rete di alta e altissima tensione in capo ad un unico soggetto, ovvero Terna, che intraprese un percorso di privatizzazione prima formale, poi sostanziale [5]. Il GRTN diventò Gestore dei Servizi Elettrici (GSE).

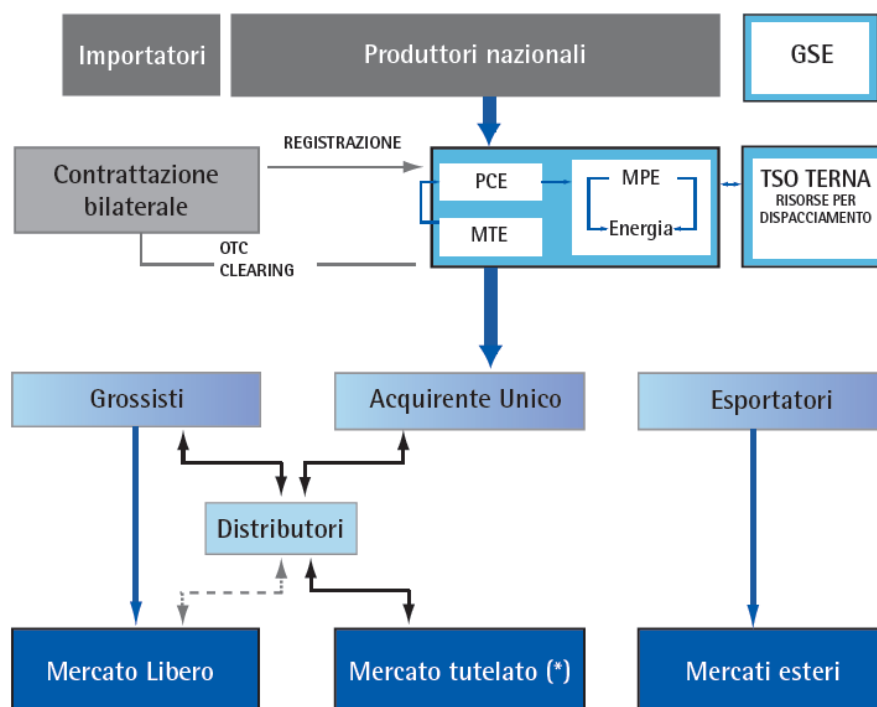
Per le reti di distribuzione si decise di autorizzare l'attività esclusiva tramite concessioni di durata trentennale, con rinnovo mediante gare di appalto. Vennero unificati i distributori a livello comunale e fu concesso loro il diritto di rilevare gli asset di Enel ad un prezzo stabilito da un collegio arbitrale.

Per ultimo, furono rafforzati i compiti di regolazione del mercato elettrico in capo all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ed il Sistema Idrico (AEEGSI), istituita nel 1995 con il nome di "Autorità per l'energia elettrica e il gas" tramite la legge n. 481 del 14 novembre 1995 [6], che di concerto con l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) vigila sul corretto funzionamento del mercato elettrico: sono entrambe autorità indipendenti ed autonome caratterizzate dalla presenza di personale tecnico ed altamente competente [7].

All'AEEGSI, in particolare, venne affidato l'incarico di tutelare gli interessi generali relativi alla sicurezza dell'approvvigionamento, quelli collettivi dei destinatari finali e degli operatori operanti in regime di concorrenza, garantendo l'esercizio neutrale e non discriminatorio delle attività. Il regolatore, inoltre, svolge poteri di controllo sul rispetto delle regole che presidono lo svolgimento delle attività in ambito energetico, vigilando e sanzionando gli inadempienti. In aggiunta, stabilisce tariffe per garantire accesso universale al servizio anche alle classi meno abbienti. Il ruolo dello Stato, a partire dal primo pacchetto energia fino ai giorni nostri, si è concentrato sul controllo del corretto funzionamento del libero mercato e delle condizioni necessarie, uscendo progressivamente dal settore come soggetto attivo.

1.2 La struttura del mercato elettrico italiano

In ambito di un settore energetico liberalizzato, i servizi oggetto di compravendita sono due: energia elettrica e riserva di potenza.



(*) tutti i domestici e le imprese alimentate in BT con meno di 50 dipendenti e fino a € 10,000,000 di fatturato

Figura 1.1 Assetto organizzativo del mercato elettrico in Italia [8]

Per quel che riguarda la prima risorsa, si può dire che questa, in Italia, può essere oggetto di scambio commerciale principalmente tramite due differenti modalità: i contratti bilaterali e la borsa elettrica.

I contratti bilaterali, o Over The Counter (OTC), sono transazioni effettuate direttamente tra produttori e consumatori che sono liberi e autonomi di definire quantità, prezzo, condizioni contrattuali, previa autorizzazione del gestore della rete che verifica il rispetto dei vincoli di rete. Questa tipologia di scambio vale per scambi fisici di energia che si verificheranno anni, mesi o giorni dopo. In questo caso gli operatori si interfacciano in modo non anonimo, in piena autonomia, e sono responsabili del rispetto dei vincoli contrattuali (counterparty risk), rilasciando agli operatori esterni alla transazione poche informazioni. Questo tipo di contrattazioni non sarà oggetto del nostro studio perché non abbisogna di modelli ottimizzativi in quanto coinvolge coppie di operatori.

Il mercato elettrico, denominato anche “borsa elettrica italiana”, è attivo dal 1 aprile 2004, ma solo dal 1 gennaio 2005 è stata avviata la partecipazione attiva della domanda: consente a produttori, consumatori e grossisti di stipulare contratti orari di acquisto e vendita di energia elettrica. È affidato al GME (Gestore dei Mercati Energetici), società per azioni istituita dal GSE: è il soggetto che organizza e gestisce il mercato di compravendita dell’energia elettrica secondo i criteri di neutralità, trasparenza, obiettività, nonché di concorrenza [9]. Esso si interfaccia come unico compratore per i produttori e come unico venditore per i consumatori, facendo da garante per i pagamenti. Le compravendite che avvengono tramite questa tipologia contrattuale sono caratterizzate da contratti standardizzati e soggetti coinvolti anonimi; inoltre le offerte in termini di quantità e prezzo sono caratterizzate da massima trasparenza.

Il GME gestisce anche i Mercati dell’Ambiente attraverso cui promuove lo sviluppo delle fonti rinnovabili, l’incremento del risparmio energetico e la riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra. A seguito delle legge del 23 luglio 2009, n. 99 e del decreto legislativo del 31 dicembre 2012, n. 249 al GME è stata anche affidata rispettivamente l’organizzazione e la gestione economica dei mercati del gas naturale [10] e della piattaforma di mercato per l’incontro tra domanda e offerta di logistica petrolifera di oli minerali [11].

La sezione di mercato di cui ci si occuperà è rappresentata dal Mercato Elettrico a Pronti (MPE), in cui vi sono scambi commerciali di energia elettrica e riserva di potenza nel breve periodo e che include:

- Mercato del Giorno Prima (MGP),
- Mercato Infragiornaliero (MI),
- Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD).

Il mercato elettrico si compone poi di una sezione che si occupa della compravendita di energia a lungo termine e di una piattaforma in cui vengono registrate tutte le operazioni finanziarie concluse che sono rispettivamente:

- Mercato elettrico a Termine dell'Energia elettrica con obbligo di consegna e ritiro (MTE): dove gli operatori possono vendere/acquistare dal GME forniture di energia elettrica su orizzonti temporali più estesi (anni, mesi),
- Piattaforma (CDE) per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull'Italian Derivatives Energy Exchange (IDEX): dove vengono consegnati i contratti finanziari derivati sull'energia elettrica, di cui il GME è controparte centrale, conclusi sull'IDEX relativamente ai quali l'operatore abbia richiesto di esercitare l'opzione di consegna fisica sul mercato elettrico [12].

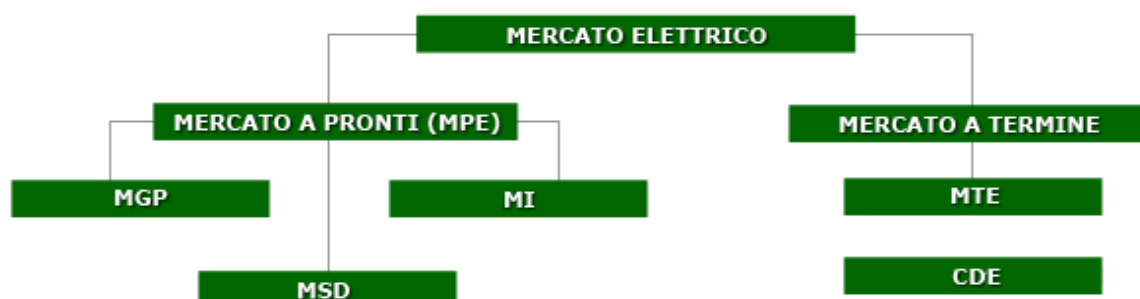


Figura 1.2 Struttura del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica [8]

1.3 Il Mercato Elettrico a Pronti (MPE)

Il Mercato Elettrico a Pronti si compone di una serie di sessioni di mercato, ossia di un insieme di attività finalizzate al ricevimento ed alla gestione delle offerte, nonché alla determinazione dell'esito del mercato. Nell'ambito di ogni sessione è fissato un intervallo di tempo per la ricezione delle offerte: tale intervallo prende il nome di seduta.

Tabella 1.1 Sessioni del Mercato Elettrico a Pronti [8]

	MGP	MI1	MI2	MSD1	MB1	MB2	MI3	MSD2	MB3	MI4	MSD3	MB4	MB5
Giorno di riferimento	D-1				D								
Informazioni preliminari	08.45	12.30	14.40	n.d.	n.d.	n.d.	07.30	n.d.	n.d.	11.45	n.d.	n.d.	n.d.
Apertura seduta	08.00**	10.45	10.45	15.10	°	22.30*	16.00*	°	22.30*	16.00*	°	22.30*	22.30*
Chiusura seduta	09.15	12.30	14.40	16.40	°	05.00	07.30	°	11.00	11.45	°	15.00	21.00
Esiti generali	10.30**	12.55	15.05	20.30	##	##	07.55	9.50	##	12.10	14.05	##	##
Esiti individuali	10.45	13.00	15.10	20.40	#	#	08.00	10.00	#	12.15	14.15	#	#

** L'ora si riferisce al giorno D-9

* L'ora si riferisce al giorno D-1

° Si utilizzano le offerte presentate sulla prima sottofase del MSD

** Esiti provvisori

Quindicesimo giorno mese M+2

La comunicazione degli esiti generali avviene su base oraria, 1 ora dopo la fine di ciascun periodo orario.

Il funzionamento del mercato a pronti è sequenziale, nel senso che parte dal mercato del giorno prima e, passando per il Mercato Infragiornaliero, arriva a quello dei servizi di dispacciamento.

Rimandando lo studio dettagliato del mercato del giorno prima alle pagine successive, ci si riduce ora a dire che il MGP è il luogo virtuale dove i produttori, i grossisti ed i clienti finali idonei possono presentare offerte per vendere o acquistare energia elettrica, a seconda del rispettivo ruolo, per il giorno successivo.

Il Mercato Infragiornaliero che gli succede, è il luogo in cui si incrociano i bisogni degli operatori di modificare i loro programmi attraverso ulteriori offerte di acquisto o di vendita. Infatti, in questa sede di compravendita, presieduta sempre dal GME, gli operatori possono apportare modifiche ai programmi di immissione o prelievo determinati dal MGP al fine di far esercire gli impianti di produzione più efficientemente oppure di aggiornare i programmi di prelievo delle unità di consumo sulla base di informazioni più dettagliate circa

- lo stato degli impianti di produzione,
- il fabbisogno di energia per il giorno successivo,
- le condizioni di mercato.

In questo mercato il meccanismo di formazione del prezzo è analogo a quello utilizzato nel mercato del giorno prima, ossia vi è una remunerazione tramite asta a prezzo non discriminatoria. Le offerte in acquisto ed in vendita ricevute dal GME durante le quattro fasi della sessione di mercato vengono cumulate nelle rispettive curve quantità-prezzo: l'incrocio delle due curve determinerà il prezzo che verrà pagato a tutti i consumatori e richiesto agli acquirenti, le cui offerte sono state accettate, e la quantità di energia scambiata sul mercato per quel determinato orario.

È poi compito del GME comunicare a Terna, alla scadenza di ciascuna sessione di MI, i risultati rilevanti ai fini del dispacciamento con transiti di potenza e programmi di immissione e di prelievo aggiornati. Questi risultati sono necessari all'operatore di rete, ossia Terna, per avere informazioni più attendibili e precise sulle capacità di transito per le sessioni di mercato successive. Tale passaggio viene compiuto similmente anche per il mercato del giorno prima.

Per ultimo vi è il Mercato dei Servizi di Dispacciamento, luogo virtuale in cui si contratta sia energia elettrica per il consumo che riserva di potenza e che opera su orizzonti temporali più brevi; si articola in fase di programmazione (MSD ex-ante) e Mercato del Bilanciamento (MB). Nel MSD Terna agisce come controparte centrale delle transazioni: in veste di gestore della rete di trasmissione nazionale Terna deve, infatti, munirsi dei cosiddetti servizi ancillari che le permettono di esercire il sistema elettrico in condizioni di continuità e sicurezza, afferendo alle riserve di potenza rese disponibili da generatori in tempi molto vicini al momento di consegna dell'energia elettrica, se non addirittura in tempo reale.

Il MSD ha la finalità di consentire a Terna di approvvigionarsi, attraverso meccanismi di mercato delle risorse necessarie a:

- risolvere le congestioni della rete rilevante;
- predisporre adeguati margini di capacità di riserva secondaria e terziaria di potenza di generazione;
- garantire l'equilibrio tra immissioni e prelievi di energia in tempo reale [13].

A differenza del MGP e del MI, la regola di formazione del prezzo utilizzata nel MSD è quella discriminatoria, che si traduce nel fatto che le offerte accettate vengono remunerate al prezzo presentato (pay-as-bid).

1.4 Il mercato del giorno prima

Il mercato del giorno prima è il mercato organizzato (pool market) che ospita la maggior parte delle transazioni di compravendita di energia elettrica, si svolge in un'unica sessione che ha termine alle ore 9.00 del giorno precedente la consegna fisica del servizio. In figura 1.3 sono riportate le quantità di energia scambiate annualmente dal mercato preso in esame.

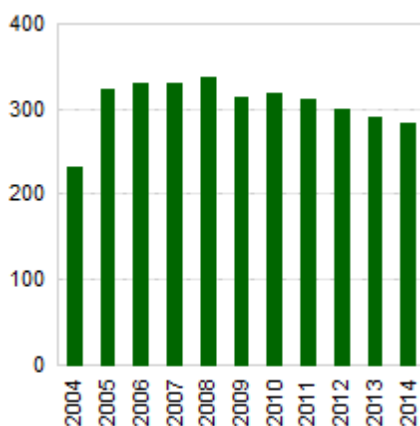


Figura 1.3 Quantità di energia elettrica scambiata sul MGP (TWh) [14]

È un mercato finalizzato allo scambio all'ingrosso tra produttori, consumatori e grossisti per la definizione di un profilo di generazione e di consumo necessari per l'attività di dispacciamento orario. Una volta risolto il mercato, si definiscono i programmi di immissione e prelievo di energia orari del giorno successivo per i singoli operatori: il meccanismo di chiusura del mercato, inoltre, alloca implicitamente la capacità di trasporto disponibile tra le zone di mercato. Le offerte del mercato comprendono anche i contratti bilaterali che concorrono alla determinazione degli esiti del MGP. A tal riguardo i contratti bilaterali hanno priorità di dispacciamento in caso di limitata capacità di trasporto.

Al MGP possono partecipare tutti quegli operatori che abbiano acquisito la qualifica di operatore del mercato elettrico; la controparte centrale per le operazioni di acquisto e di vendita sul MGP rimane comunque il GME.

Le offerte degli operatori presenti sul mercato sono costituite da coppie di quantità (MWh) e di prezzo unitario di energia elettrica (€/MWh): il prezzo e le quantità non devono essere negativi. Può accadere che le offerte di acquisto non specifichino alcun prezzo di acquisto (tale operazione è ammessa anche per il MI), esprimendo in tal caso la disponibilità dell'operatore ad acquistare energia a qualunque prezzo; in questi casi si parla di “domanda a prezzo infinito”. Le offerte sono riferite ai “punti di offerta”, ossia alle unità fisiche di produzione e di consumo, ed a singole ore: ciò significa che, per ogni giorno e per ogni punto di offerta, possono essere presentate al massimo 24 offerte e che ciascuna di esse è indipendente dalle altre.

Il mercato opera tramite un meccanismo di asta implicita che porta alla formazione di un prezzo unico per ogni ora della giornata, chiamato Market Clearing Price (MCP). Il prezzo che risulta dal mercato deriva dall'incrocio della curva cumulata di domanda e quella cumulata di offerta che contengono tutti gli impegni di immissione o prelievo di energia raccolti durante la sessione di mercato. In Italia i generatori sono remunerati al prezzo zonale, mentre per i clienti si applica il Prezzo Unico Nazionale (PUN), che è uniforme e viene calcolato come media pesata dei prezzi zionali [15].

La figura 1.4 mostra le offerte presentate per la sessione di MGP relativa alle ore 12 del 19 Luglio 2015. Da essa si possono trarre osservazioni di carattere generale rispetto il mercato elettrico. Si nota infatti che la curva di offerta risulta crescente, mentre quella di domanda decresce, con una forte pendenza negativa dovuta alla elevata presenza di una domanda a prezzo infinito. È proprio in prossimità di questa repentina diminuzione della disponibilità a pagare l'energia elettrica da parte dei consumatori che solitamente si trova il punto di ottimo che risolve il mercato, rappresentato da una coppia prezzo-quantità di energia totale scambiata.

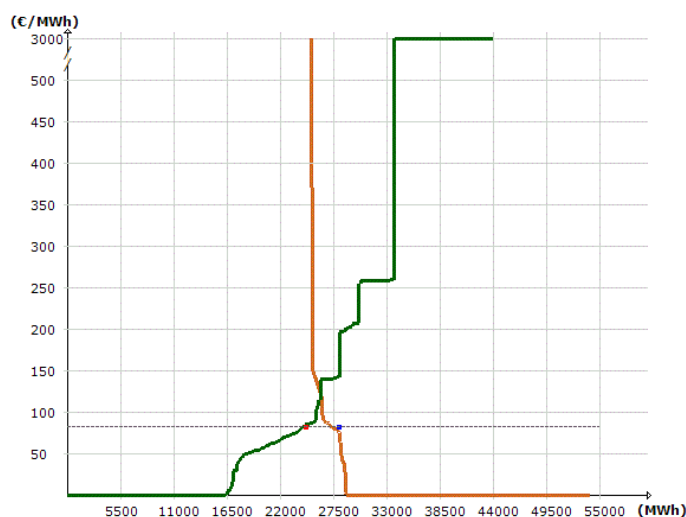


Figura 1.4 Curva di offerta e curva di domanda di energia elettrica sul Mercato del Giorno Prima (19/07/2015 ore 12) [16]

La figura 1.5 mostra l'andamento del PUN trovato dal Mercato del Giorno Prima dai primi anni dell'entrata in servizio della borsa dell'energia fino ai giorni nostri.

Essendo un mercato sottoposto ad un regime di concorrenza, il prezzo risultante dall'incontro della domanda e dell'offerta è influenzato da molteplici fattori. Per analisi temporalmente estese i fattori tangibili sono, per esempio, crisi economiche recessive, stagioni particolarmente temperate/rigide, conflitti e ovviamente il prezzo dei combustibili (carbone, gas e olio combustibile, in particolare).

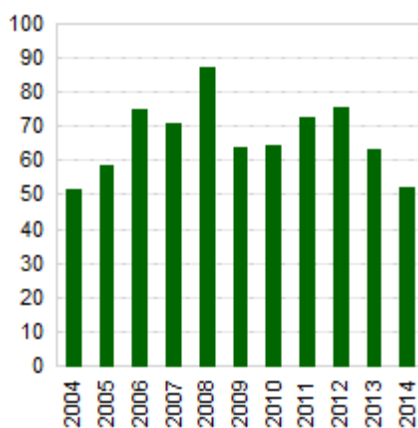


Figura 1.5 Prezzo di acquisto di energia elettrica sul MGP (€/MWh) [14]

Durante l'arco temporale del singolo giorno si possono osservare, invece, fattori quali: impatto delle fonti rinnovabili (presentano solitamente offerte di vendita con prezzo nullo), condizioni climatiche, abitudini della popolazione. La figura 1.6 mostra il PUN formatosi dal MGP nel corso della giornata del 19 Luglio 2015. Durante la giornata gli impianti

fotovoltaici producono un'elevata quantità di energia elettrica, contribuendo in maniera rilevante a diminuire il PUN. Si può osservare come i periodi in cui la domanda spinge il prezzo ad alzarsi sono quelli rappresentati dalla tarda mattinata, nonostante l'elevato apporto di energia elettrica derivante dal solare fotovoltaico, e dalla sera, momenti tipici della giornata in cui la maggior parte della popolazione utilizza beni che necessitano di energia elettrica.

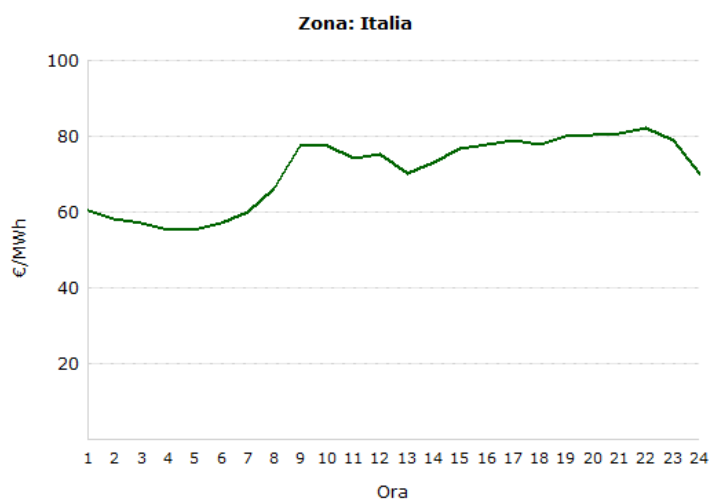


Figura 1.6 Andamento del MCP del 19/07/2015 [16]

Il mercato dell'energia elettrica, come già detto, è una piattaforma virtuale in cui confluiscono le offerte a vendere e ad acquistare di energia elettrica per ogni ora del giorno dopo. Il GME, che è il soggetto che organizza e gestisce il mercato energetico, utilizza un algoritmo per risolvere il mercato: determina l'insieme delle offerte accettate e individua il prezzo di mercato. L'esito della sessione di mercato del giorno prima viene poi utilizzato per ottenere il programma di dispacciamento degli impianti di generazione e i prelievi dei consumatori per lo specifico orario preso in esame.

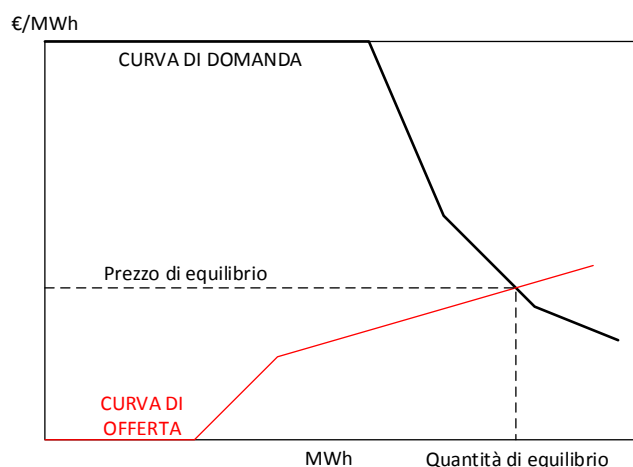


Figura 1.7 Formazione del prezzo dell'energia del Mercato del Giorno Prima

La risoluzione del mercato dell'energia elettrica è strettamente collegata all'infrastruttura della rete elettrica, in particolare di quella di trasmissione: infatti una corretta gestione e controllo del mercato non può avvenire senza che la rete sia esercitata in maniera stabile e sicura.

La rete di trasmissione nazionale è l'insieme di linee, stazioni elettriche e di trasformazione ad alta tensione (380 kV – 220 kV – 150 kV) possedute da Terna che le gestisce in sicurezza. La trasmissione rappresenta la fase del sistema elettrico nazionale che si occupa di trasferire energia dai centri di produzione alle zone di consumo. La rete di media e bassa tensione viene invece utilizzata nell'ultima fase della filiera, rappresentata dalla distribuzione [17]. La rete di trasmissione nazionale contiene oltre 63.500 km di linee elettriche ed è interconnessa con l'estero attraverso 23 linee: 4 con la Francia; 12 con la Svizzera; 1 con l'Austria; 2 con la Slovenia; 2 cavi sottomarini in corrente continua: uno con la Grecia e uno che collega il continente con la Sardegna; ulteriori 2 cavi in corrente alternata: il primo fra Sardegna e Corsica e l'altra tra la Sicilia e Malta [18].

Il sistema elettrico è suddiviso in porzioni di reti di trasmissione – definite zone – per le quali esistono, ai fini della sicurezza del sistema elettrico, limiti fisici di transito dell'energia con le corrispondenti zone confinanti. Tali limiti di transito sono determinati sulla base di un modello di calcolo basato sul bilancio tra la generazione elettrica ed i consumi. Il sistema elettrico italiano è quindi articolato in zone di mercato, aggregati di zone geografiche e/o virtuali, caratterizzate ciascuna da un prezzo zonale dell'energia.

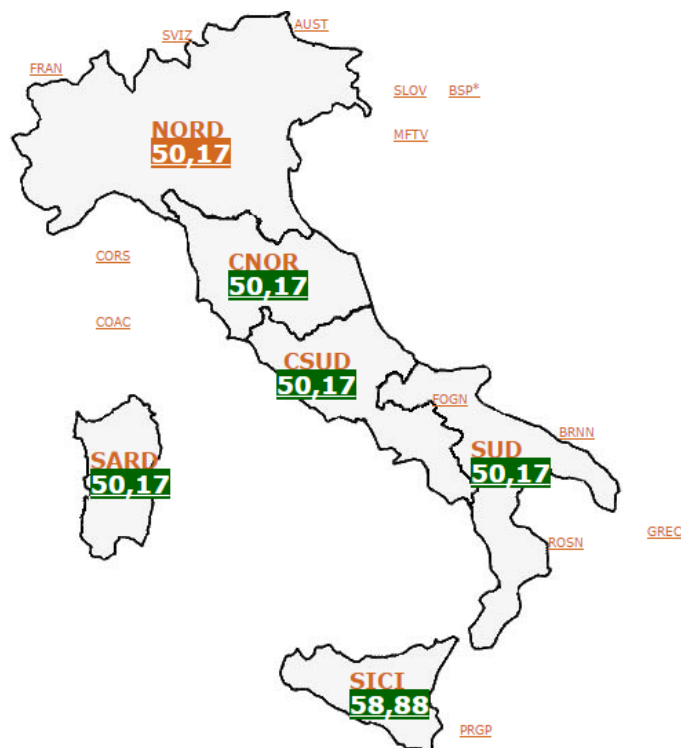


Figura 1.8 Prezzo zonale dal Mercato del Giorno Prima (19/07/2015 ore 12) [16]

La conformazione delle zone all'interno del territorio italiano è funzionale alle modalità di gestione dei transiti lungo la penisola adottate da Terna e si possono sintetizzare in sei zone geografiche (Centro-Nord, Nord, Centro-Sud, Sud, Sicilia, Sardegna); all'interno di queste vi sono poi specifici poli di produzione. Le zone virtuali rappresentano una connessione tra zone geografiche o aree di produzione con limiti di esportazione dovuti alla presenza di grandi impianti di potenza. Quelle estere sono sei: Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, Corsica e Grecia mentre in Italia se ne trovano quattro. Quanto detto è rappresentato in figura 1.9 dove viene proposta la schematizzazione dell'interpretazione della rete sfruttata dal modello zonale [19].

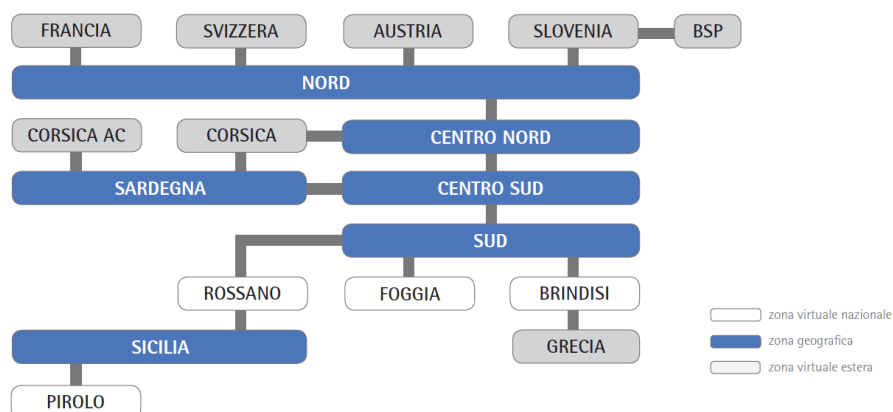


Figura 1.9 Zone virtuali e zone geografiche della rete di trasmissione nazionale [8]

Ogni zona geografica o virtuale è un insieme di punti di offerta. I punti di offerta sono le unità minime di energia elettrica rispetto alle quali devono essere definiti i programmi orari di immissione e di prelievo, siano essi definiti in esecuzione di contratti bilaterali o a seguito dell'accettazione di offerte di vendita o acquisto sul Mercato Elettrico.

In Italia il mercato del giorno prima viene risolto tramite un modello numerico che massimizza un funzionale economico, ovvero il benessere sociale, che dipende dalle offerte presentate dagli operatori. Per tener conto dei vincoli posti dalle caratteristiche e dal funzionamento della rete di trasmissione nazionale, è però necessario fare uso dei cosiddetti metodi di gestione delle congestioni all'interno di un problema di ottimizzazione vincolato. I metodi di gestione delle congestioni tengono conto della collocazione spaziale delle immissioni e dei prelievi di potenza lungo la rete elettrica e quali conseguenze porta alla quantità scambiata tramite le linee elettriche: quelli comunemente più adottati sono quello zonale e quello nodale. Esistono studi che hanno sperimentato soluzioni ibride [20], ma rimangono ancora soluzioni prettamente teoriche. In particolare, i limiti che vengono considerati dal gestore del mercato italiano sono i limiti di trasporto tra le zone.

Si nota come il mercato dei servizi di dispacciamento su cui il gestore della rete acquista riserve di potenza per gestire al meglio il sistema elettrico sia mediamente più costoso rispetto al mercato del giorno prima in quanto un'offerta viene ricompensata con il prezzo indicato dall'operatore che la presenta. Questo causa a Terna rilevanti spese economiche per fronteggiare in modo sicuro eventuali guasti durante l'esercizio della rete. La stessa Terna afferma che tra le criticità risultano particolarmente significative le congestioni di rete [21]. Quello che si cerca di analizzare in questo studio sono gli effetti sulla gestione della rete e quali sono i benefici economici per il gestore della rete in seguito all'utilizzo di un modello

di mercato che considera interamente la rete elettrica: questo sarà rappresentato dal modello nodale, anch'esso ricondotto ad un problema di ottimizzazione vincolato. Infatti, come sarà chiarito nel capitolo 3, l'adozione di un modello zonale introduce, almeno potenzialmente, delle inefficienze sia tecniche, sia economiche, che potrebbero essere risolte mediante l'impiego di un modello nodale a spese, però, di un modello di ottimizzazione decisamente più complesso.

Bibliografia di capitolo

- [1] D. LGS 16 MARZO 1999, N. 79, “Attuazione della Direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica”, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 75 del 31 marzo 1999.
- [2] DIRETTIVA 96/92/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO DEL 19 DICEMBRE 1996, concernente norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica, pubblicato nella Gazzetta ufficiale n. L 027 del 30/01/1997, Pag. 20 – 29.
- [3] COSTITUZIONE DELLA REPUBBLICA ITALIANA, ART. 41, Gazzetta Ufficiale 27 dicembre 1947, n. 298.
- [4] DIRETTIVA 2003/54/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO, DEL 26 GIUGNO 2003, *relativa a norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica e che abroga la direttiva 96/92/CE*, Gazzetta ufficiale dell’Unione europea L 176/43 del 15/07/2003.
- [5] *Concessione alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. delle attività di trasmissione e dispacciamento dell’energia elettrica nel territorio nazionale*, disponibile su www.terna.it.
- [6] L. 14 NOVEMBRE 1995, N. 481, *Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità*, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale 18 novembre 1995, n. 270.
- [7] L. 10 OTTOBRE 1990, N. 287, *Norme per la tutela della concorrenza e del mercato*, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale 13 ottobre 1990, n. 240.
- [8] GME, *Vademecum della borsa elettrica*, disponibile su www.mercatoelettrico.org.

- [9] G. CARLOTTI, A. CLINI, *Diritto amministrativo*, Maggioli Editore, 2014, pag 327.
- [10] L. 23 LUGLIO 2009, N. 99, *Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia*, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale del 31 luglio 2009, n. 176 – Supplemento ordinario n. 136.
- [11] D. LGS 31 DICEMBRE 2012, N. 249, *Attuazione della direttiva 2009/119/CE che stabilisce l'obbligo per gli Stati membri di mantenere un livello minimo di scorte di petrolio greggio e/o di prodotti petroliferi*.
- [12] Alcune indicazioni per agevolare l'accesso e la partecipazione al mercato elettrico del GME (aggiornato al 01 gennaio 2010), disponibile su www.mercatoelettrico.org.
- [13] Slides del corso di Economia dei Servizi e delle Reti
- [14] GME, <https://www.mercatoelettrico.org/it/Statistiche/ME/GraphAnnuale.aspx>, aggiornato al 20 luglio 2015.
- [15] A. CRETI, E. FUMAGALLI, E. FUMAGALLI, *Integration of electricity markets in Europe: Relevant issues for Italy*, Energy Policy, Elsevier, n. 11, vol. 38, 2010.
- [16] GME, <http://www.mercatoelettrico.org/It/Esiti/MGP/EsitiMGP.aspx>, aggiornato al 20 luglio 2015.
- [17] Terna, Company profile 2015, disponibile su www.terna.it.
- [18] Terna,
http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTRICO/transparency_report/trasmisione_interconnessione.aspx, aggiornato al 20 luglio 2015.
- [19] TERNA, *Individuazione zone della rete rilevante*, disponibile su www.terna.it.
- [20] E. BJØRNDAL, M. BJØRNDAL, H. CAI, *Nodal Pricing in a Coupled Electricity Market*, IEEE, 11th International Conference on the European Energy Market, 28-30 May 2014, Cracovia, 2014.
- [21] TERNA, *Principali evidenze del sistema elettrico e dei mercati*, 2013, disponibile su www.terna.it.

Parte 2: Strumenti e metodi di ottimizzazione dei sistemi elettrici

2 La teoria dell'Ottimizzazione

2.1 Problemi di ottimizzazione

L'ottimizzazione è un importante strumento nell'analisi dei sistemi. Essa viene sfruttata quotidianamente dalle persone: quando si va a fare la spesa, quando si organizza la propria giornata oppure quando si vuole scegliere il benzinaiolo dove fare il pieno alla macchina.

Quando si lavora con sistemi fisici di una certa complessità, per esempio quelli elettrici, per poter fare uso dell'ottimizzazione bisogna identificare un obiettivo, ovvero una misura quantitativa della performance del sistema. In generale, l'obiettivo dipende da alcune caratteristiche del sistema chiamate variabili.

Risolvere un problema di ottimizzazione significa trovare l'insieme delle variabili che ottimizza l'obiettivo. Sovente le variabili sono soggette a vincoli che restringono il loro campo di esistenza.

Il processo di identificazione delle variabili, dell'obiettivo e dei vincoli è chiamato modellizzazione. Questi strumenti devono essere ricondotti a elementi matematici, ovvero funzioni, grandezze scalari, vettoriali in modo che il modello divenga analitico [1].

La costruzione di un modello è la prima, e forse la più importante, fase dell'intero processo di ottimizzazione. Uno stesso sistema può essere rappresentato da differenti modelli. A seconda che si utilizzi un modello più o meno complesso, per esempio, si otterranno informazioni più o meno dettagliate sul sistema analizzato [2].

La formulazione di un buon modello rappresenta di per sé un problema di ottimizzazione: bisogna infatti trovare la migliore schematizzazione del sistema preso in esame una volta specificato il grado di semplificazione che si vuole ottenere del sistema stesso.

Se si vuole analizzare in modo preciso e particolareggiato un sistema si dovrà però avere presente che la maggior specificità si accompagna ad una maggior difficoltà di risoluzione. Come mostra la figura 2.1, maggior dettaglio implica più vincoli e più variabili; di contro, riduce le approssimazioni indotte dalla semplificazione del sistema. Infatti, la figura di sinistra, rappresentando in modo semplificato il sistema, avrà un modello snello e facilmente risolvibile che però avrà scarse informazioni su ciò che realmente accade all'interno dell'elemento. Viceversa, il sistema, per come viene descritto nella figura di destra, sarà

modellizzato attraverso un maggior numero di variabili e vincoli, il processo risolutivo potrebbe diventare più difficoltoso ma si otterranno informazioni di maggior interesse rispetto il soggetto in esame.

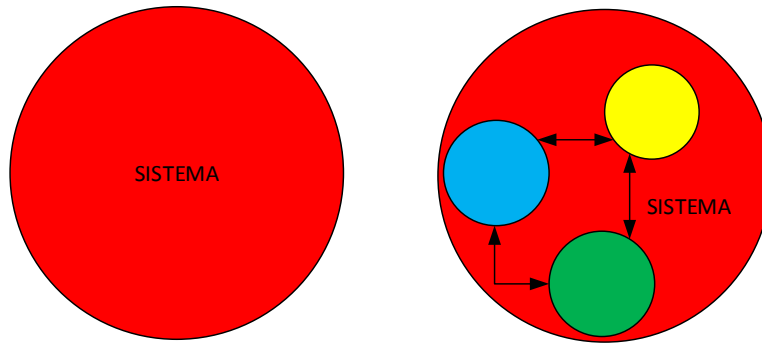


Figura 2.1 Rappresentazione semplificata e rappresentazione più complessa dello stesso sistema

Una volta conclusa la fase di costruzione del modello, si passa alla fase di ottimizzazione vera e propria, per la maggior parte dei casi effettuata con l'aiuto del computer tramite algoritmi di ottimizzazione.

Non esiste un algoritmo utilizzato sistematicamente per ogni problema di ottimizzazione, bensì esiste un insieme di algoritmi, ognuno dei quali si adatta meglio ad alcune situazioni piuttosto che ad altre [3].

Il compito di scegliere l'algoritmo spetta a colui che deve ottimizzare il problema. La scelta dell'algoritmo più appropriato è fondamentale per una risoluzione rapida del problema. Viceversa, scegliendo algoritmi meno suggeriti per il problema specifico si potrebbe compromettere l'ottenimento della soluzione ricercata.

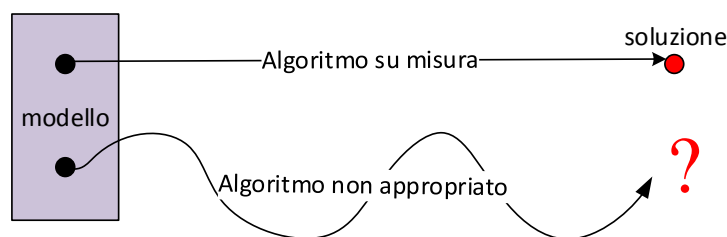


Figura 2.2 Schematizzazione della scelta dell'algoritmo di ottimizzazione

All'ottenimento della soluzione deve poi seguire il riconoscimento della soluzione stessa. Questo compito è facilitato dall'utilizzo delle condizioni ottimali che sono espressioni matematiche che permettono di verificare che il set ottimale di variabili trovato che risolve il problema dia effettivamente una soluzione del problema. Se le condizioni ottimali non

venissero soddisfatte, queste potrebbero fornire informazioni ed elementi per migliorare la soluzione del modello. Inoltre, il modello può essere ulteriormente arricchito mediante l'analisi di sensitività che permette di studiare quanto la soluzione viene modificata da cambiamenti dei vincoli del problema.

Al di là dell'ottimizzazione meccanica, oltretutto compiuta da una macchina elettronica, è cruciale il ruolo giocato dall'interpretazione, ragionata, della soluzione per studiare in modo esaustivo e completo un sistema e, se si rendesse necessario, per adottare miglioramenti al modello che spiega il sistema stesso.

2.1.1 Tipologie di problemi di ottimizzazione

Un problema di ottimizzazione è un problema analitico che minimizza o massimizza una funzione. In genere si analizza e studia il problema come problema di minimizzazione in quanto, se si ha un problema di massimizzazione, cioè se si deve trovare un punto in cui la funzione assume un valore più alto possibile, ci si può sempre ricondurre ad un problema di minimo, cambiando di segno la funzione obiettivo. Infatti, un punto di massimo del problema

$$\max_{x \in \mathcal{F}} f(x) \quad (2.1)$$

è un punto che per definizione, soddisfa la seguente proprietà:

$$f(x^*) \geq f(x) \quad \forall x \in \mathcal{F}, \quad (2.2)$$

che è equivalente a scrivere:

$$-f(x^*) \leq -f(x) \quad \forall x \in \mathcal{F}, \quad (2.3)$$

da cui segue che x^* è anche un punto di minimo del problema

$$\min_{x \in \mathcal{F}} -f(x) \quad (2.4)$$

e risulta

$$\min_{x \in \mathcal{F}} f(x) = -\min_{x \in \mathcal{F}} (-f(x)) \quad (2.5)$$

Perciò non si ha nessuna perdita di generalità a studiare ed affrontare solamente problemi di minimizzazione o, viceversa, solamente problemi di massimizzazione.

\mathcal{F} è definito come insieme di ammissibilità e sono le sue caratteristiche a dettare la tipologia di problema di ottimizzazione.

Se l'insieme di ammissibilità coincide con l'insieme dei numeri reali, allora si lavorerà su un problema non vincolato, altrimenti sarà un sottoinsieme dell'insieme dei numeri reali: allora il problema di ottimizzazione sarà detto vincolato.

Il primo sottogruppo, a carattere più teorico che pratico, è più semplice da risolvere in quanto l'algoritmo deve rispondere alla sola esigenza di ottimizzare la funzione obiettivo e lo fa uguagliando a zero il gradiente della funzione obiettivo per trovare il punto di ottimo; la verifica della tipologia del punto ottenuto (se di minimo, di massimo o di sella) viene effettuata tramite l'analisi dell'hessiano, ossia tramite il calcolo delle derivate seconde della stessa funzione obiettivo. Per questo motivo la funzione deve essere derivabile con continuità almeno due volte in \mathbb{R}^n .

Nel secondo caso, che è quello che si affronterà, l'algoritmo deve rispondere ad una esigenza aggiuntiva, ovvero trovare soluzioni ammissibili.

L'insieme di ammissibilità distingue poi in ulteriori due classi di problemi: difatti, se le variabili sono vincolate ad essere numeri interi ($x \in \mathbb{Z}^n$) e quindi l'insieme di ammissibilità è un sottoinsieme finito dell'insieme dei interi, si entrerà nella categoria dei problemi di ottimizzazione discreta che si oppone a quella continua in cui, invece, le variabili possono assumere tutti i valori reali ($x \in \mathbb{R}^n$). I casi che si prenderanno in esame fanno parte della classe di problemi di ottimizzazione vincolata e continua.

L'ultima suddivisione considera la natura della funzione obiettivo e delle funzioni che esprimono i vincoli: se queste sono tutte funzioni lineari, come mostra la 2.6, allora il problema sarà lineare,

$$\begin{aligned} f(x) &= \sum_i a_i x_i + b_i \\ c(x) &= \sum_i c_i x_i + d_i \end{aligned} \tag{2.6}$$

viceversa il problema di ottimizzazione si dirà non lineare.

La facilità del modello di arrivare alla soluzione ottima dipenderà dunque anche dalla complessità con cui i vincoli di esplicitano sotto forma di funzioni algebriche. Se si lavora con vincoli di disuguaglianza del tipo:

$$\sum_i x_i^2 \leq 1 \tag{2.7}$$

si troverà la condizione ottimale in molto molto più comodo rispetto ad un vincolo come, per esempio:

$$\prod_i x_i^2 \cos(x_i) = 0 \tag{2.8}$$

I nostri studi affronteranno casi non lineari, in cui si arriva alla soluzione in maniera meno agevole rispetto alla situazione di linearità.

2.1.2 Metodi di risoluzione dei problemi di ottimizzazione

Si analizza ora come i problemi di ottimizzazione vincolata, continua e non lineare vengano risolti. Il problema dovrà minimizzare o massimizzare la funzione obiettivo le cui variabili saranno quindi soggette a vincoli di uguaglianza e disuguaglianza e a limiti di upper e lower bound.

Le grandezze in gioco sono perciò:

- \mathbf{x} vettore delle variabili,
- f funzione obiettivo: funzione scalare che vogliamo minimizzare o massimizzare,
- c_i vincoli: funzioni scalari che contengono le variabili \mathbf{x} ; sono equazioni o disequazioni che devono essere soddisfatte dal punto di ottimo;

e il problema può essere descritto in forma analitica nel seguente modo:

$$\begin{aligned} & \min_{\mathbf{x} \in \mathcal{F}} f(\mathbf{x}) \\ & \text{s. t.} \\ & c_i(\mathbf{x}) = 0 \quad i \in \mathcal{E} \\ & c_i(\mathbf{x}) \leq 0 \quad i \in I \end{aligned} \tag{2.9}$$

\mathcal{E} e I sono rispettivamente l'insieme degli indici delle equazioni e delle disequazioni.

Il set di disequazioni include, inoltre, i vincoli, detti di upper e lower bound, che limitano le variabili di controllo, ovvero le variabili indipendenti del problema. I vincoli di upper e lower bound rappresentano quindi un caso particolare delle disuguaglianze e impediscono che le variabili di controllo assumano valori esterni al loro campo di ammissibilità.

$$\mathbf{x}_{min} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{x}_{max}$$

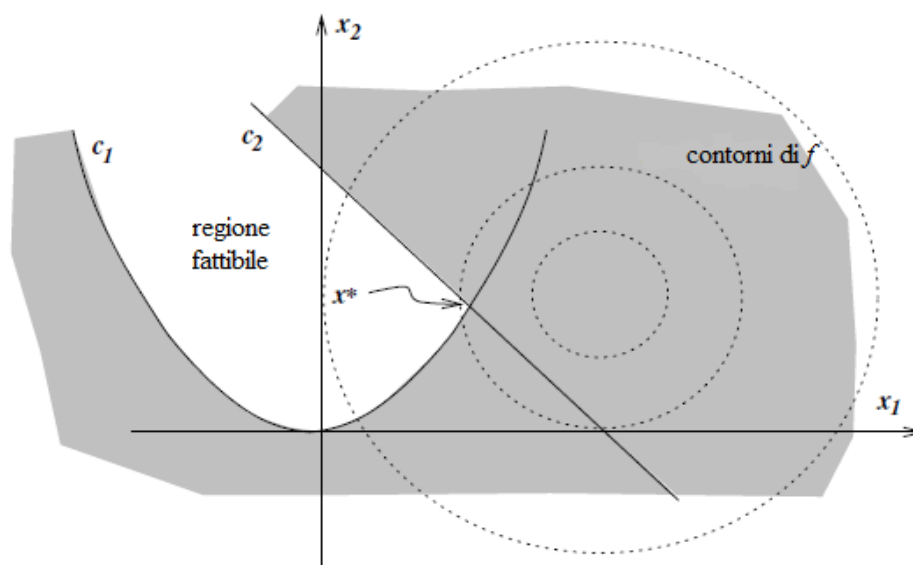


Figura 2.3 Rappresentazione grafica di un problema di ottimizzazione vincolata [1]

Se si considera un vincolo di disuguaglianza del tipo $c_i(\mathbf{x}) \leq 0$

- si dice violato in un punto $\bar{\mathbf{x}}$ se $c_i(\bar{\mathbf{x}}) > 0$;
- si dice attivo in un punto $\bar{\mathbf{x}}$ se $c_i(\bar{\mathbf{x}}) = 0$;
- si dice ridondante se con la sua eliminazione rende immutato l'insieme ammissibile [2].

Nella precedente formulazione si sono utilizzati vincoli di disuguaglianza nella forma di minore o uguale a zero, ma questa notazione include il caso in cui i vincoli sono espressi con vincoli di disuguaglianza nella forma di maggiore o uguale a zero. Infatti si può sempre trasformare un vincolo di maggiore o uguale del tipo

$$c_i(\mathbf{x}) \geq 0 \tag{2.10}$$

in un vincolo di minore o uguale semplicemente riscrivendolo nella forma

$$-c_i(\mathbf{x}) \leq 0 \tag{2.11}$$

Inoltre un vincolo di uguaglianza

$$c_i(\mathbf{x}) = 0 \tag{2.12}$$

può essere riscritto nella forma equivalente delle due diseguaglianze

$$\begin{aligned}c_i(\mathbf{x}) &\geq 0 \\c_i(\mathbf{x}) &\leq 0\end{aligned}\tag{2.13}$$

Nella pratica, però, avviene il contrario, ossia sono i vincoli di disuguaglianza ad essere ricondotti a vincoli di uguaglianza [2]. Se si ha un vincolo di disuguaglianza scritto nella forma:

$$c_i(\mathbf{x}) \geq 0\tag{2.14}$$

lo si può riscrivere sotto forma di vincolo di uguaglianza tramite l'utilizzo di variabili di slack:

$$\begin{aligned}c_i(\mathbf{x}) - \mu_i &= 0 \\ \mu_i &\geq 0\end{aligned}\tag{2.15}$$

Questo passaggio diventa fondamentale soprattutto quando si lavora con gli algoritmi sfruttano l'Interior Point Method che nel seguito si spiegheranno in modo dettagliato.

Il problema di ottimizzazione continua, vincolata e non lineare non è facilmente risolvibile; può però venir semplificato tramite le condizioni di Karush-Kuhn-Tucker, che generalizzano il metodo dei moltiplicatori di Lagrange applicandolo a problemi in cui siano presenti anche vincoli di disuguaglianza. [4]

Quello dei moltiplicatori di Lagrange è un metodo che riduce i punti di minimo o massimo della funzione obiettivo vincolata in n variabili e m vincoli di uguaglianza a quelli di una terza funzione in $n + m$ variabili non vincolata detta lagrangiana:

$$\mathcal{L}(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}) = f(\mathbf{x}) - \sum_{i \in \mathcal{E}} \lambda_i c_i(\mathbf{x})\tag{2.16}$$

riscrivibile in forma compatta come

$$\mathcal{L}(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}) = f(\mathbf{x}) - \boldsymbol{\lambda}c(\mathbf{x})\tag{2.17}$$

Il punto di ottimo del problema coincide con il punto di ottimo della funzione Lagrangiana che si trova sempre tramite l'annullamento del gradiente della funzione in esame.

Aggiungendo dei termini che dipendono dai vincoli di disuguaglianza al vettore dei moltiplicatori di Lagrange si può generalizzare la regola appena descritta con la condizione di Karush-Kuhn-Tucker, nota anche come condizione KKT.

In questo caso la funzione lagrangiana definita nella (2.16) viene riscritta come:

$$\mathcal{L}(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}) = f(\mathbf{x}) - \sum_{i \in \mathcal{E} \cup I} \lambda_i c_i(\mathbf{x}) \quad (2.18)$$

La condizione necessaria di primo ordine per l'individuazione di una soluzione locale afferma che supponendo che \mathbf{x}^* sia una soluzione locale di un problema di ottimizzazione, che f e c_i siano differenziabili con continuità, allora esisterà un vettore moltiplicatore di Lagrange $\boldsymbol{\lambda}^*$ con componenti λ_i^* con $i \in \mathcal{E} \cup I$ che soddisfa le seguenti condizioni [4]:

$$\begin{aligned} \nabla_{\mathbf{x}} \mathcal{L}(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}) &= 0 \\ c_i(\mathbf{x}^*) &= 0 \quad i \in \mathcal{E} \\ c_i(\mathbf{x}^*) &\leq 0 \quad i \in I \\ \lambda_i^* &\geq 0 \quad i \in I \\ \lambda_i^* c_i(\mathbf{x}^*) &= 0 \quad i \in \mathcal{E} \cup I \end{aligned} \quad (2.19)$$

La prima condizione è la condizione di annullamento del gradiente della funzione lagrangiana associata al problema, la seconda e la terza sono i vincoli di ammissibilità del punto \mathbf{x}^* , la quarta è la condizione di negatività del moltiplicatore associato ai vincoli di disuguaglianza, e infine l'ultima, detta condizione di complementarità, impone che il vincolo di disuguaglianza sia attivo oppure che $\lambda_i^* = 0$ (o possibilmente entrambi). Il moltiplicatore di Lagrange è perciò diverso da zero solo se il vincolo di disuguaglianza è attivo, ossia raggiunge il valore massimo o minimo.

In definitiva, il problema è stato riscritto costruendo la funzione lagrangiana e risolvendo le condizioni KKT. Permangono, come si può notare in 2.19, diverse disuguaglianze sul moltiplicatore di Lagrange e sui vincoli descritti da disequazioni, tuttavia l'introduzione questi elementi nella funzione lagrangiana rende la risoluzione del problema di ottimizzazione vincolata più agevole.

2.1.3 Interpretazione dei moltiplicatori di Lagrange

Se si continua con l'analisi e si omettono i vincoli di disuguaglianza non attivi ($i \notin \mathcal{A}(\mathbf{x})$) che quindi avranno $\lambda_i^* = 0$, si trova

$$\mathbf{0} = \nabla_{\mathbf{x}} \mathcal{L}(\mathbf{x}^*, \boldsymbol{\lambda}^*) = \nabla f(\mathbf{x}) - \sum_{i \in \mathcal{A}(\mathbf{x})} \lambda_i \nabla c_i(\mathbf{x}) \quad (2.20)$$

Il moltiplicatore di Lagrange λ_i^* può anche dire qualcosa riguardo alla sensitività del valore ottimo della funzione obiettivo alla presenza del vincolo c_i . Esso infatti indica quanto forte

la funzione obiettivo sta spingendo la soluzione \mathbf{x}^* allo specifico vincolo c_i . Se si prende un vincolo non attivo, la soluzione \mathbf{x}^* e la funzione obiettivo $f(\mathbf{x}^*)$ saranno indifferenti alla variazione infinitesima di tale vincolo: \mathbf{x}^* rimarrà soluzione locale del problema di ottimizzazione. Se il vincolo non è attivo, la teoria ci dice che il suo moltiplicatore di Lagrange sarà sicuramente nullo e quindi non influente.

Se, invece, c_i è un vincolo attivo e lo si perturba aumentandolo, ovvero da $c_i(\mathbf{x}) \geq 0$ si passa a $c_i(\mathbf{x}) \geq -\epsilon \|\nabla c_i(\mathbf{x}^*)\|$ con ϵ sufficientemente piccolo, supponendo che la soluzione $\mathbf{x}^*(\epsilon)$ abbia lo stesso gruppo di vincoli attivi e che il vettore moltiplicatore di Lagrange non dipenda dalla perturbazione, allora si ha

$$-\epsilon \|\nabla c_i(\mathbf{x}^*)\| = c_i(\mathbf{x}^*(\epsilon)) - c_i(\mathbf{x}^*) \quad (2.21)$$

$$f(\mathbf{x}^*(\epsilon)) - f(\mathbf{x}^*) \approx -\epsilon \|\nabla c_i(\mathbf{x}^*)\| \lambda_i^* \quad (2.22)$$

Facendone il limite, si nota che

$$\frac{df(\mathbf{x}^*(\epsilon))}{d\epsilon} = -\lambda_i^* \|\nabla c_i(\mathbf{x}^*)\| \quad (2.23)$$

L'analisi di sensitività potrebbe concludere, quindi, che se $\lambda_i^* \|\nabla c_i(\mathbf{x}^*)\|$ è un valore grande, allora la soluzione ottima è sensibile alla posizione del vincolo i . Se, invece, tale quantità è piccola, allora la dipendenza dal vincolo non è forte.

Un caso particolare è costituito dalla contemporanea presenza di vincolo attivo e di componente di moltiplicatore di Lagrange nulla. In questo caso si può dire che piccole perturbazioni di c_i difficilmente influenzeranno il valore ottimo del problema di ottimizzazione.

Per riassumere, quindi:

il vincolo i è fortemente attivo se $\lambda_i^* \geq 0$;

il vincolo i è scarsamente attivo se $\lambda_i^* = 0$.

2.2 Algoritmi di ottimizzazione

Gli algoritmi di ottimizzazione si basano su operazioni iterative [2]. Si parte ad iterare da un punto iniziale delle variabili x_i per identificare stime sempre più accurate della soluzione finale. Il modo con cui si passa da un punto descritto dalle variabili del modello ad un altro punto distingue i vari algoritmi. Alcuni, difatti, utilizzano i valori della funzione obiettivo, dei vincoli e, quando possibile, le loro derivate prime e seconde per avvicinarsi al punto ottimale, altri sfruttano misurazioni di residui fatte ai passi precedenti, altri ancora informazioni sul punto corrente. Nonostante ciò, ci sono proprietà che devono essere indistintamente possedute dagli algoritmi per garantire una loro buona performance, che sono:

- robustezza,
- efficienza,
- accuratezza.

La prima implica che l'algoritmo riesca ad agire in modo profittevole per una grande quantità di casi di problemi partendo da qualsiasi punto iniziale che sia ragionevole; la seconda è legata alla velocità con cui il modello arriva a soluzione; la terza vuol significare la capacità di identificare con precisione una soluzione senza che questo sia eccessivamente sensitivo a errori nei dati o a errori aritmetici di arrotondamento.

Uno degli algoritmi più popolari per la risoluzione di problemi di ottimizzazione non lineari a variabili continue è l'Interior Point Method (IPM) [3].

2.2.1 Interior Point Methods

Originariamente i metodi del punto interno furono implementati per risolvere problemi di ottimizzazione lineari. Per questa tipologia di problemi si notò che programmi basati sull'Interior Point Method (IPM) operavano meglio rispetto ai classici algoritmi di ottimizzazione lineare, quali per esempio il metodo del simplesso, in termini di velocità di convergenza. Per questo dagli anni '60 del secolo scorso l'approccio vide un ampio sviluppo, fino a divenire negli anni '90 un valido strumento di ottimizzazione per problemi non lineari [1].

Gli Interior Point Methods rappresentano strumenti efficaci sia per ottimizzazioni lineari che non lineari e sono considerati tra gli algoritmi più efficienti per problemi non lineari di grandi dimensioni [5]. Alcune delle proprietà che costituiscono questo tipo di approccio provengono dall'ottimizzazione lineare, come per esempio l'utilizzazione di problemi secondari, mentre altre nascono da problematiche tipiche del caso non lineare: la non convessità o la direzione verso la soluzione. Gli Interior Point Methods si dividono in due classi di interpretazioni che possono essere visti come approfondimento della parte lineare oppure come potenziamento specifico dei casi non lineari. Queste derivazioni sono chiamate Continuation Methods e Barrier Methods (su cui si punterà l'attenzione) e il risultato finale coincide.

Il nome di questo metodo deriva dalla caratteristica che più lo contraddistingue, ossia il fatto che la ricerca del punto di ottimo passa per iterazioni in cui i punti, individuati dalle variabili, sono sempre interni all'insieme di ammissibilità: i vincoli di disuguaglianza devono, infatti, essere sempre soddisfatti strettamente. È possibile anche avvicinarsi all'uguaglianza di questi vincoli, l'importante è che durante il processo iterativo non si esca dalla regione ammissibile [6].

Il fatto che l'IPM abbia visto il proprio sviluppo a partire dalla classe dei problemi lineari, implica restrizioni sull'applicazione del metodo a casi specifici. Le funzioni che descrivono il problema, siano esse funzioni obiettivo che funzioni di vincoli, possono non essere convesse (in questo caso il punto di ottimo potrebbe essere locale e non globale), ma devono essere almeno due volte differenziabili con continuità. Questo perché il problema non lineare deve soddisfare le condizioni KKT, che contengono gradienti delle funzioni, i quali devono essere linearizzati.

I metodi si compongono di quattro fasi comuni per individuare le condizioni di ottimo e considerano il seguente problema di minimizzazione:

$$\begin{aligned}
 & \min_{x,s} f(x) \\
 & \mathbf{c}_E(x) = 0 \\
 & \mathbf{c}_I(x) - \mathbf{s} = 0 \\
 & \mathbf{s} \geq 0
 \end{aligned} \tag{2.24}$$

Il vettore $c_E(\mathbf{x})$ è formato dalle funzioni $c_i(\mathbf{x}), i \in \mathcal{J}$ che spiegano i vincoli di uguaglianza mentre $c_I(\mathbf{x})$ è formato da quelle che spiegano i vincoli di disuguaglianza. Il primo passo consiste nel riportare le disequazioni a equazioni tramite l'introduzione di opportune variabili di slack che si trovano nel vettore \mathbf{s} .

La teoria della dualità ci dice che esiste un problema che costituisce un'alternativa all'originale problema [1].

I due problemi rappresentano la stessa situazione da due punti di vista differenti; in molti casi però il problema secondario, o derivato, è più facilmente risolvibile. Ecco giustificato il secondo passo: ottimizzare il problema derivato dal primario, definito come:

$$\begin{aligned} \min_{\mathbf{x}, \mathbf{s}} f(\mathbf{x}) - \mu \sum_{i=1}^m \log s_i \\ \text{s. t.} \\ \mathbf{c}_E(\mathbf{x}) = 0 \\ \mathbf{c}_I(\mathbf{x}) - \mathbf{s} = 0 \end{aligned}$$

Dove μ è un parametro positivo, m invece è il numero dei vincoli di disuguaglianza, mentre l è quello dei vincoli di uguaglianza. Si noti che la condizione di non negatività del vettore delle variabili di slack non è più necessario in quanto la minimizzazione della nuova funzione obiettivo porta le variabili s_i a non avvicinarsi al valore nullo in quanto altrimenti la funzione obiettivo tenderebbe a infinito.

L'approccio cerca soluzioni approssimate al problema derivato per una sequenza di parametri di contorno $\{\mu^k\}$ che converge a zero. Si dimostra infatti che al tendere a zero del parametro μ_k la soluzione tende all'ottimo locale ricercato.

Come terzo passo si converte il problema di ottimizzazione vincolata in uno non vincolato esprimendo la funzione lagrangiana:

$$\mathcal{L}(\mathbf{x}, \mathbf{s}, \mathbf{y}, \mathbf{z}) = f(\mathbf{x}) - \mu \sum_{i=1}^m \log s_i - \mathbf{y}^T \mathbf{c}_E(\mathbf{x}) - \mathbf{z}^T (\mathbf{c}_I(\mathbf{x}) - \mathbf{s}) \quad (2.25)$$

\mathbf{y} è il moltiplicatore di Lagrange delle funzioni $c_E(\mathbf{x})$ mentre \mathbf{z} lo è delle funzioni $c_I(\mathbf{x})$. Questi parametri sono anche chiamati variabili duali.

Si scrivono infine, come quarto e ultimo passo in comune, le condizioni del prim'ordine KKT necessarie per l'ottenimento e la validazione della soluzione ottimale ponendo a zero le derivate della funzione lagrangiana rispetto a tutte le variabili:

$$\begin{aligned}
 \nabla f(\mathbf{x}) - A_E^T(\mathbf{x})\mathbf{y} - A_I^T(\mathbf{x})\mathbf{z} &= 0 \\
 -\mu S^{-1}\mathbf{e} + \mathbf{z} &= 0 \\
 \mathbf{c}_E(\mathbf{x}) &= 0 \\
 \mathbf{c}_I(\mathbf{x}) - \mathbf{s} &= 0
 \end{aligned} \tag{2.26}$$

A_E e A_I sono le matrici dello Jacobiano rispettivamente delle equazioni e delle disequazioni; S è la matrice diagonale che ha come elementi quelli del vettore \mathbf{s} ; \mathbf{e} è un vettore di dimensione $1 \times m$ con elementi tutti unitari. Gli algoritmi di seguito descritti serviranno a risolvere le condizioni KKT appena individuate.

2.2.1.1 Algoritmo base: Primario-duale

L'algoritmo che sta alla base dell'identificazione dei parametri che soddisfano le condizioni di ottimo KKT è chiamato algoritmo primario duale (PD) [6].

Si parte con la prima iterazione ($k=0$) scegliendo il primo parametro di barriera in modo tale che sia positivo, inizializzando le variabili incognite, prestando attenzione al rispetto della non negatività delle variabili di slack e dei rispettivi moltiplicatori di Lagrange.

Il problema richiede di essere risolto attraverso tecniche numeriche: si applica, perciò, il metodo di Newton. Si risolve dapprima il sistema lineare che ha come incognita il vettore di variabili $\mathbf{y}^k = [\mathbf{x}^k, \mathbf{s}^k, \mathbf{y}^k, \mathbf{z}^k]^T$:

$$\nabla_{\mathbf{y}} \mathcal{L}(\mathbf{y}^k, \mu^k) \Delta \mathbf{y} = -\mathcal{L}(\mathbf{y}^k, \mu^k) \tag{2.27}$$

Che nello specifico viene riscritto:

$$\begin{bmatrix} \nabla_{\mathbf{x}^k \mathbf{x}^k}^2 \mathcal{L} & 0 & -A_E^T(\mathbf{x}^k) & -A_I^T(\mathbf{x}^k) \\ 0 & Z & 0 & S \\ A_E(\mathbf{x}^k) & 0 & 0 & 0 \\ A_I(\mathbf{x}^k) & -I & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{p}_x^k \\ \mathbf{p}_s^k \\ \mathbf{p}_y^k \\ \mathbf{p}_z^k \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla f(\mathbf{x}^k) - A_E^T(\mathbf{x}^k)\mathbf{y}^k - A_I^T(\mathbf{x}^k)\mathbf{z}^k \\ S\mathbf{z}^k - \mu\mathbf{e} \\ \mathbf{c}_E(\mathbf{x}^k) \\ \mathbf{c}_I(\mathbf{x}^k) - \mathbf{s}^k \end{bmatrix} \tag{2.28}$$

con Z che è la matrice diagonale che ha come elementi quelli del vettore \mathbf{z} .

Il sistema in (2.28) rappresenta la linearizzazione del sistema delle condizioni KKT e viene definito sistema primario-duale: la prima matrice a sinistra identifica la matrice hessiana della funzione obiettivo e dei vincoli, ossia la matrice delle derivate seconde della funzione lagrangiana rispetto alle variabili; il secondo elemento corrisponde al passo delle variabili;

il terzo elemento è un vettore che contiene le equazioni dettate dalle condizioni KKT applicate al punto dell'iterazione k -esima. La soluzione di tale sistema fornisce la direzione di ricerca che coincide con il vettore $\mathbf{p} = (\mathbf{p}_x, \mathbf{p}_s, \mathbf{p}_y, \mathbf{p}_z)$.

Si calcola un nuovo punto descritto dalle variabili:

$$\mathbf{x}^{k+1} = \mathbf{x}^k + \alpha_s^{max} \mathbf{p}_x^k, \quad \mathbf{s}^{k+1} = \mathbf{s}^k + \alpha_s^{max} \mathbf{p}_s^k, \quad (2.29)$$

$$\mathbf{y}^{k+1} = \mathbf{y}^k + \alpha_z^{max} \mathbf{p}_y^k, \quad \mathbf{z}^{k+1} = \mathbf{z}^k + \alpha_z^{max} \mathbf{p}_z^k, \quad (2.30)$$

con

$$\alpha_s^{max} = \max\{\alpha \in (0,1] : \mathbf{s} + \alpha \mathbf{p}_s \geq (1 - \tau) \mathbf{s}\}, \quad (2.31)$$

$$\alpha_z^{max} = \max\{\alpha \in (0,1] : \mathbf{z} + \alpha \mathbf{p}_z \geq (1 - \tau) \mathbf{z}\}, \quad (2.32)$$

con $\tau, \alpha \in (0,1]$. Un tipico valore del parametro di sicurezza τ è 0.995. La condizione sopra descritta, nota come “regola della frazione dal contorno” permette di prevenire che le variabili \mathbf{s} e \mathbf{z} arrivino al valore nullo troppo rapidamente.

Questo processo viene iterato fintanto che non vengano soddisfatte le condizioni KKT entro un certo errore. Contemporaneamente il parametro di contorno viene aggiornato secondo la formula

$$\mu^{k+1} = \sigma^k \frac{\mathbf{s}^{kT} \mathbf{z}^k}{m} \quad (2.33)$$

con

$$\sigma^k = 0.1 \min\left(0.05 \frac{1-\xi^k}{\xi^k}, 2\right)^3 \quad (2.34)$$

$$\xi^k = \frac{\min_i s_i^k z_i^k}{\mathbf{s}^{kT} \mathbf{z}^k / m} \quad (2.35)$$

Oppure viene ridotto pari al valore che si trova tramite la (2.36) una volta superata una certa soglia di accuratezza [1].

$$\mu^{k+1} = \sigma^k \mu^k \quad (2.36)$$

con $\sigma^k \in (0,1)$. A quel punto si sarà ottenuto un punto locale di ottimo del problema originale.

2.2.1.2 Algoritmo avanzato: Algoritmo predittore-correttivo

L'algoritmo predittore-correttivo (PC) rappresenta una altrettanto valida alternativa all'algoritmo base.

La procedura che si vuole ora mettere in evidenza ha il notevole vantaggio di esaminare il sistema primario-duale direttamente con le variabili dell'iterazione corrente. Infatti, se l'algoritmo base studiava il sistema con le variabili $\mathbf{y}^k = [\mathbf{x}^k, \mathbf{s}^k, \mathbf{y}^k, \mathbf{z}^k]^T$, questo invece utilizza le variabili del punto

$$\mathbf{y}^{k+1} = \mathbf{y}^k + \Delta\mathbf{y} = [\mathbf{x}^{k+1}, \mathbf{s}^{k+1}, \mathbf{y}^{k+1}, \mathbf{z}^{k+1}]^T \quad (2.37)$$

Questa volta il sistema non è direttamente risolvibile perché i termini a destra dell'uguale non si conoscono.

$$H \begin{bmatrix} \mathbf{p}_x^k \\ \mathbf{p}_s^k \\ \mathbf{p}_y^k \\ \mathbf{p}_z^k \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla f(\mathbf{x}^k) - A_E^T(\mathbf{x}^k)\mathbf{y}^k - A_I^T(\mathbf{x}^k)\mathbf{z}^k \\ S\mathbf{z}^k - \mu\mathbf{e} \\ \mathbf{c}_E(\mathbf{x}^k) \\ \mathbf{c}_I(\mathbf{x}^k) - \mathbf{s}^k \end{bmatrix} \quad (2.38)$$

Si divide il processo in due fasi: la fase predittiva e la fase correttiva.

Nella prima fase del processo si procede alla risoluzione del sistema di Newton tramite approssimazione dei termini di grado superiore e al riscaldamento del parametro μ^k .

Per prima cosa si risolve il sistema (2.38) trascurando sia i termini di ordine superiore che μ . Si perviene così alla "misura della direzione 'affine'" [7], attraverso la quale si trova il parametro

$$\rho_{af} = (\mathbf{s} + \alpha_{af}\Delta\mathbf{s}_{af})^T (\mathbf{z} + \alpha_{af}\Delta\mathbf{z}_{af}) \quad (2.39)$$

con $\alpha_{af} \in (0,1]$.

Per secondo si calcola il parametro μ^k tramite la formula:

$$\mu^k = \min \left\{ \left(\frac{\rho_{af}}{\rho} \right)^2, 0.2 \right\} \frac{\rho_{af}}{\rho} \quad (2.40)$$

in cui ρ rappresenta il gap complementare all'iterazione corrente.

$$\rho = \mathbf{s}^T \mathbf{z} \quad (2.41)$$

Tramite questa procedura si cerca di ridurre μ^k quando vi è la presenza di una brusca diminuzione del gap complementare dovuto da quello affine oppure per ridurre quest'ultimo parametro.

La seconda fase dell'algoritmo, invece, prevede che si valuti il sistema primale-duale inserendo nella parte di destra, ovvero nella linearizzazione della funzione lagrangiana, le grandezze affini calcolate nella fase precedente. Ne consegue che ad ogni iterazione vengono esaminati e risolti due sistemi lineari, al contrario dell'algoritmo base che ne risolveva solamente uno, fatto che dilata il tempo computazionale per la singola iterazione ma che complessivamente rende l'algoritmo più rapido per la notevole diminuzione del numero di iterazioni.

2.3 Optimal Power Flow

Gli algoritmi appena presentati sono quelli più comunemente utilizzati per la risoluzione dei problemi di Optimal Power Flow (OPF).

In particolare, studi ci mostrano come l'algoritmo PC sia considerato il migliore tra quelli basati sul metodo punto interno. E' stato utilizzato in larga misura per la soluzione di problemi di Optimal Power Flow [8][9][10][11].

L'Optimal Power Flow è uno strumento che permette di gestire la produzione congiuntamente con l'esercizio in sicurezza della rete, come mostrato da Dommel e Tinney nel loro lavoro del 1968 che apre le porte all'utilizzo di questa procedura [12].

È stato inizialmente adoperato dalle aziende monopoliste del settore energetico durante gli anni '60 del secolo scorso per pianificare il funzionamento dei gruppi di generazione detenuti. In quegli anni si assisteva alla presenza di società verticalmente integrate che possedevano anche le infrastrutture di rete. Era perciò più agevole per loro il compito di coordinare e controllare in modo ottimale l'intero sistema elettrico. Per fare ciò si agiva su orizzonti temporali differenti, vale a dire sul medio periodo e sul breve periodo.

La programmazione a medio termine prevedeva la pianificazione di quali gruppi di generazione sarebbero entrati in servizio e quali invece sarebbero rimasti spenti in rispetto sempre del bilanciamento del sistema elettrico ed era nota come Unit Commitment (UC).

L'OPF mirava a minimizzare i costi di produzione in funzione delle previsioni di carico e del mantenimento dei livelli di sicurezza prefissati.

Per quel che riguardava invece la programmazione a breve termine, ossia quella giornaliera, si definiva in dettaglio il programma orario di produzione della centrali disponibili (definite dall'UC) ricercando sempre il profilo che minimizzasse gli esborsi dell'azienda ma che offrisse adeguati livelli di sicurezza e adeguatezza del sistema elettrico.

In questo contesto la programmazione si riconduceva tipicamente ad un problema di OPF come il seguente:

$$\begin{aligned} \min_{P_k \in \mathcal{F}} \sum_k (c_{0k} + c_{1k} P_k + c_{2k} P_k^2) \\ \text{s. t.} \\ P_{\min_k} \leq P_k \leq P_{\max_k} \\ \sum_k P_k = P_{tot} \end{aligned} \quad (2.42)$$

che non creava eccessive problematiche né a livello organizzativo né a livello numerico per quel che riguarda l'algoritmo di ottimizzazione. I parametri c_{0i} , c_{1i} , c_{2i} sono i coefficienti della curva di produzione del generatore k -esimo, presa come polinomiale del second'ordine. P_{G_i} , invece, rappresenta l'energia elettrica oraria prodotta ipotizzando, per quell'ora, un funzionamento a potenza costante. La sommatoria che si minimizza comprende tutti i generatori.

2.3.1 Optimal Power Flow nel mercato elettrico liberalizzato

L'esigenza di programmare l'esercizio del sistema elettrico si è fatta più complessa con l'avvento, durante gli anni '90, della liberalizzazione del settore energetico, quando si è assistito alla separazione dei ruoli in capo alle diverse società entrate a far parte del mercato. La ricerca di una maggior efficienza dettata dal mercato concorrenziale doveva però esser supportata da strumenti che consentissero la gestione degli operatori in funzione della loro posizione sul mercato libero. Ecco che allora la procedura di OPF venne sfruttata nel breve e brevissimo termine per tener conto delle varie esigenze degli operatori e per fornire i profili di generazione e di carico che rispettassero i vincoli di transito dei conduttori della rete elettrica di trasmissione.

Le attuali procedure per l'OPF hanno subito alcune modifiche per riflettere le nuove esigenze che caratterizzeranno il mercato, il cui funzionamento è abbastanza diverso da quello tipico dell'azienda verticalmente integrata per cui l'OPF era stato pensato in origine.

Attualmente il Mercato del Giorno Prima si occupa di selezionare le offerte di acquisto e di vendita dell'energia elettrica massimizzando il benessere sociale nel rispetto dei vincoli tra le zone del territorio italiano che dividono i punti fisici di prelievo e di immissione a seconda della zona in cui sono allocati. Anche il Mercato Infragiornaliero utilizza lo stesso problema di ottimizzazione (con leggere modifiche), mentre quello dei servizi di dispacciamento mira a selezionare le offerte a salire e a scendere minimizzando il costo affinché siano garantiti i vincoli tecnici dei gruppi di generazione e di transito tra le aree del sistema elettrico.

Lo si trova nella sua forma più generica come un problema di ottimizzazione non lineare, continuo, non convesso e di grandi dimensioni: cerca di ottimizzare l'obiettivo agendo su delle variabili di controllo che devono soddisfare equazioni di flusso di potenza lungo la rete e vincoli fisici e operativi.

Dal punto di vista analitico il modello può essere tipicamente espresso così:

$$\min f(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \quad (2.43a)$$

s.t.

$$g(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = 0 \quad (2.43b)$$

$$h(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \leq 0 \quad (2.43c)$$

$$\begin{aligned} \mathbf{u}^{min} &\leq \mathbf{u} \leq \mathbf{u}^{max} \\ \mathbf{x}^{min} &\leq \mathbf{x} \leq \mathbf{x}^{max} \end{aligned} \quad (2.43d)$$

Un'importante nota da fare riguarda le variabili: in questo tipo di problemi ve ne sono due tipologie: le variabili di controllo \mathbf{u} e le variabili di stato (o dipendenti) \mathbf{x} . Le prime sono variabili che, come suggerisce il nome, possono essere controllate; le seconde invece non possono essere controllate perché dipendenti da quelle di controllo (almeno per il problema specifico).

FUNZIONI OBIETTIVO

Le classiche funzioni obiettivo dei problemi di OPF sono [12]:

- minimizzazione dei costi di generazione,
- minimizzazione delle perdite di potenza attiva,
- massimizzazione del social welfare.

La prima funzione obiettivo è definita:

$$FO = \min \sum_{i=1}^{N_g} (c_{0i} + c_{1i}P_{G_i} + c_{2i}P_{G_i}^2) \quad (2.44)$$

L'indice è riferito ai generatori, parte da 1 ed arriva al numero N_g , pari al numero totale dei generatori, il quale identifica l'ultimo generatore presente nei dati di rete.

Un'altra funzione obiettivo che spesso rientra nei problemi di OPF è quella che minimizza le perdite di potenza attiva:

$$FO = \min \sum_i^{N_g} \frac{P_{G_i}^2}{A_i} \quad (2.45)$$

Come nel caso precedente, P_{G_i} è l'energia prodotta dall'impianto i -esimo in un'ora considerando che l'impianto lavora a potenza costante, mentre A_i rappresenta la potenza complessa prodotta dallo stesso impianto. La sommatoria, come prima, considera tutti i generatori.

L'ultima funzione obiettivo sovente presente in questi problemi è quella che esprime e massimizza il benessere sociale.

$$FO = \max(\sum_i^{N_g} P_{G_i}pz_i - \sum_j^{N_c} P_{C_j}pz_j) \quad (2.46)$$

In questo caso vi sono due sommatorie: una sui generatori e una sui carichi, con N_g e N_c rispettivamente ultimo elemento degli indici dei generatori e dei carichi. P_{G_i} mantiene il significato finora esplicato, P_{C_j} invece è l'energia elettrica offerta e prelevata dal carico j -esimo ipotizzando un prelievo istantaneo di potenza costante durante l'ora. I prezzi pz_i e pz_j sono le offerte presentate sul mercato dai relativi operatori associate alle quantità di energia oraria P_{G_i} e P_{C_j} .

VINCOLI

Il primo vincolo è rappresentato dalle equazioni di Power Flow che costituiscono il legame tra iniezioni e prelievi di potenza e tensioni del sistema elettrico. Il loro soddisfacimento è necessario per assicurare che la configurazione del sistema elettrico trovata sia corretta e fisicamente realizzabile. In altre parole, esse rappresentano il bilancio nodale sia di potenza attiva, sia di potenza reattiva.

$$P_k - f_{P_k}(V_A, V_M) = 0 \quad \forall k = 1, \dots, N_n \quad (2.47)$$

$$Q_k - f_{Q_k}(V_A, V_M) = 0 \quad \forall k = 1, \dots, N_n \quad (2.48)$$

Le equazioni sono applicate a tutti i nodi: sono infatti scritte N_n volte, con N_n pari al numero totale di nodi presenti nel sistema elettrico con l'indice k che identifica il set di nodi. P_k e Q_k rappresentano rispettivamente le potenze attiva e reattiva iniettate nel nodo k -esimo, mentre f_{P_k} e f_{Q_k} sono le relazioni di Power Flow, funzioni delle variabili nodali costituite dalle tensioni, espresse in modulo e fase, e dei dati di rete. Tramite le equazioni di Power Flow vengono ricavate le variabili di stato a partire da quelle di controllo.

Il secondo vincolo è rappresentato dai vincoli di transito. Può essere descritto mediante disuguaglianze che rappresentano i limiti massimi di corrente sulle linee e sui trasformatori oppure quelli di potenza attiva e reattiva.

$$P_l(P_{G_1}, \dots, P_{G_{N_g}}; P_{C_1}, \dots, P_{C_{N_c}}) \leq P_l^{max} \quad \forall l = 1, \dots, N_l \quad (2.49)$$

$$I_l(V_A, V_M) \leq I_l^{max} \quad \forall l = 1, \dots, N_l \quad (2.50)$$

L'equazione (2.49) esprime il vincolo di potenza attiva transitante lungo i collegamenti della rete, parametro che dipende dalle quantità di energia elettrica oraria iniettata e prelevata in rete da produttori e consumatori.

L'equazione (2.50) considera i vincoli di corrente nei lati della rete. Per esprimere tale grandezza ci si serve di variabili di stato V_M e V_A che, come è possibile notare dalle equazioni (2.47) e (2.48), sono calcolate in funzione delle variabili di controllo. Questo elemento differenzia le due modalità di esprimere il vincolo di transito: nel primo caso le potenze sono scritte direttamente in funzione di variabili di controllo mentre nel secondo si fa ricorso a

variabili di stato. Entrambe le equazioni sono, però, applicate ad ogni lato della rete: l identifica l'indice della linea considerata e N_l è il numero totale di linee elettriche.

Infine, vi sono i limiti di upper e lower bound sulle variabili di controllo \mathbf{u} e sulle variabili dipendenti \mathbf{x} . Questi vincoli definiscono la regione di ammissibilità delle variabili del problema. Le variabili di controllo sono la potenza attiva P_{G_i} e reattiva Q_{G_i} dei generatori mentre quelle di stato consistono nelle tensioni nodali espresse in modulo (V_{M_k}) e fase (V_{A_k}).

$$Q_{G_i}^{min} \leq Q_{G_i} \leq Q_{G_i}^{max} \quad \forall i = 1, \dots, N_g \quad (2.51^o)$$

$$P_{G_i}^{min} \leq P_{G_i} \leq P_{G_i}^{max} \quad \forall i = 1, \dots, N_g \quad (2.51b)$$

$$V_{A_k}^{min} \leq V_{A_k} \leq V_{A_k}^{max} \quad \forall k = 1, \dots, N_n \quad (2.51c)$$

$$V_{M_k}^{min} \leq V_{M_k} \leq V_{M_k}^{max} \quad \forall k = 1, \dots, N_n \quad (2.51d)$$

Le variabili di controllo, essendo associate ai generatori, hanno come indice i , che assume, come valore massimo, il numero totale di generatori N_g . Le variabili di stato, invece, sono relative ai nodi: per tale motivo l'indice che ne descrive il set, ovvero k , arriva ad N_n , numero dei nodi della rete.

La letteratura individua varie applicazioni dell'IPM a questa tipologia di problemi, identificandolo, come fanno Capitanescu, Glavic e Ernst [13][14], come binomio algoritmo-problema di ottimizzazione più efficiente dal punto di vista del tempo computazionale e della complessità implementativa. I principali punti a favore identificati sono la velocità di convergenza e la facilità di gestire vincoli di disuguaglianza tramite le funzioni di penalità logaritmiche.

Vi sono poi altri classi di problemi riconducibili agli OPF quali, per esempio, l'Optimal Reactive Power Flow (ORPF) in cui il ruolo delle variabili è invertito. L'ORPF viene infatti utilizzato per rendere i valori di tensione compatibili ad un sistema affidabile. Spesso il problema di reattivo affrontato dagli ORPF viene dissociato da quello di attivo che invece viene trattato negli OPF; altre volte, invece, si provvede ad un dispacciamento accoppiato.

Vi sono due modalità di definire il problema di OPF, che sono rappresentate dall'approccio completo sparso e l'approccio compatto ridotto.

2.3.1.1 Metodo completo e sparso

Il modello di OPF sparso è caratterizzato dalla presenza di un elevato numero di variabili poiché dal punto di vista del modello di ottimizzazione, \mathbf{u} e \mathbf{x} sono entrambe variabili indipendenti del problema. Il legame tra \mathbf{x} e \mathbf{u} è fornito dall'introduzione del set di equazioni di Power Flow nel modello di ottimo. In particolare verranno scritti tanti vincoli di Power Flow quanti sono i nodi che costituiscono il sistema elettrico, mentre il numero di disuguaglianze dipende da quanti sono i lati della rete e dal criterio di sicurezza adottato; vi saranno infine i vincoli di upper e lower bound sia per le variabili di controllo che per quelle dipendenti, \mathbf{u} e \mathbf{x} . L'elevata sparsità del modello è giustificata dal fatto che i vincoli contengono poche variabili. Infatti la topologia delle reti elettriche comporta che ogni nodo abbiamo collegamenti con altri 1 o 2 nodi, tradotto dalla presenza di pochi parametri elettrici relativi ad altri nodi per ogni bilancio nodale.

Il metodo completo sparso individua un problema di dimensioni elevate (date dal numero di variabili e di vincoli in gioco), che quindi impiegherà molto tempo computazionale per convergere alla soluzione. Tuttavia, la scrittura delle funzioni che descrivono il modello non introduce approssimazioni e se il problema arriva ad una soluzione fattibile, allora rimarrà l'approccio da preferire.

2.3.1.2 Metodo compatto e ridotto

La formulazione compatta ridotta del problema di OPF comporta una riduzione notevole delle dimensioni del problema rispetto al caso completo sparso. In particolare, le variabili di stato \mathbf{x} sono espresse in funzione delle variabili di controllo \mathbf{u} che costituiscono, pertanto, le uniche variabili indipendenti del problema.

$$\mathbf{x} = \mathbf{x}(\mathbf{u}) \quad (2.52)$$

Il modello compatto ridotto viene utilizzato generalmente per problemi disaccoppiati di dispacciamento attivo in cui si ottimizza la sola componente attiva della potenza. Si sfrutta, perciò, il disaccoppiamento e si descrive la variabile di controllo costituita dalla fase delle tensioni nodali in funzione della sola iniezione di potenza provocata dai generatori.

$$V_A = f(P_{G_i}) \quad (2.53)$$

Inoltre, a differenza del modello completo sparso, l'approccio compatto ridotto considera un solo bilancio di potenza attiva, trascurando il problema reattivo: quello relativo al nodo di slack. Il nodo di slack è un nodo in cui è presente un generatore che ha il compito di ristabilire il bilanciamento di potenza di tutto il sistema elettrico.

Le equazioni di Power Flow che spiegano il bilancio di potenza per il singolo nodo vengono sostituite da un unico vincolo di uguaglianza per l'intera rete.

$$\sum_{i=1}^{N_n-1} I_i + I_{N_n}(I_1, I_2, \dots, I_{N_n-1}) - P_{losses} = 0 \quad (2.54)$$

dove

$$P_{losses} = f(I_i) \quad (2.55)$$

In 2.54 le I_i rappresentano le iniezioni di potenza attiva nel sistema elettrico, con l'indice i che considera tutti i nodi tranne il nodo di slack, la quale iniezione è identificata con I_{N_n} . Tale grandezza è funzione del profilo di generazione e di prelievo degli altri nodi: se si diminuisce la produzione dei nodi fino ad $N_n - 1$, sarà il nodo di slack a dover sopperire alla mancanza di potenza e a bilanciare il sistema elettrico. Infine, nella formula appaiono le perdite di potenza attiva lungo la rete di trasmissione. Come evidenziato dalla relazione 2.55, le perdite dipendono da come la produzione è distribuita nel sistema rispetto ai carichi.

L'equazione in 2.54 risulta, perciò, essere non lineare. Nonostante ciò, può essere ben approssimata dal suo sviluppo in serie di Taylor arrestato al second'ordine rispetto alle variabili del problema, rappresentate dalle iniezioni nette di potenza in tutti i nodi escluso quello di slack.

Le disequazioni relative ai limiti di corrente di sicurezza verranno linearizzate nell'intorno del punto iniziale di convergenza $(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0)$ delle equazioni di Power Flow e si terrà conto dei soli vincoli violati o prossimi alla violazione.

Il problema di ottimizzazione in questo caso viene risolto in tempi brevi, con un consumo della memoria limitato; di contro però la scrittura del modello richiede lunghi tempi perché bisogna linearizzare molti termini, e non garantisce che i risultati finali soddisfino i vincoli del problema a causa della loro linearizzazione. Se così fosse, nel nuovo punto trovato sarà necessario riformulare nuovamente il problema di ottimo rendendo così obbligatoria la risoluzione di più problemi in cascata.

2.4 Affidabilità del sistema elettrico

I problemi basati su OPF sono soprattutto utilizzati nelle sessioni di mercato che si occupano della gestione della rete in condizioni di sicurezza.

La sicurezza è la caratteristica che, combinata con l'adeguatezza, concorre all'affidabilità di un sistema elettrico.

$$AFFIDABILIT\grave{A} = ADEGUATEZZA + SICUREZZA$$

L'affidabilità di un sistema si definisce come la capacità del sistema stesso di soddisfare, in un arco temporale predefinito, il fabbisogno di energia elettrica nella quantità e nella località in cui si manifesta. Nel concreto tale condizione si considera soddisfatta qualora la fornitura del servizio avvenga nel rispetto dei limiti di qualità prestabiliti.

L'adeguatezza, invece, fa riferimento alla capacità strutturale del sistema di rispettare la condizione di soddisfacimento istantaneo di energia elettrica: essa dovrebbe essere soddisfatta anche qualora vi siano guasti che siano previamente accordati o considerati in fase di programmazione.

La sicurezza corrisponde alla capacità del sistema elettrico di resistere a modificazioni dello stato di funzionamento senza che si verifichino violazioni dei limiti di funzionamento del sistema stesso. Secondo la definizione di Dy Liacco [15], un sistema elettrico si trova in uno stato di funzionamento sicuro se, per un dato insieme di guasti, a nessuno di essi consegue una violazione di limiti operativi (quali i transiti di corrente nelle linee, le tensioni sui nodi, il valore della frequenza, ecc.). Si tratta di un problema operativo, da considerare durante l'esercizio.

Un sistema elettrico può dirsi adeguato se dotato di risorse di produzione e di trasmissione sufficienti a soddisfare il carico atteso più un prefissato margine di riserva che garantisca il rispetto degli standard di sicurezza. La sicurezza, di contro, richiede che il sistema sia in grado di rimanere in funzione al realizzarsi di eventi contingenti prefigurabili.

Come già detto, è compito del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale garantire un esercizio del sistema elettrico che sia sicuro, ossia che tutti i componenti costituenti la rete elettrica devono essere eserciti compatibilmente con i propri limiti tecnici. Tra questi particolare importanza rivestono le correnti massime ammesse sui collegamenti della rete elettrica, costituiti da linee e trasformatori; si fa riferimento soprattutto ai vincoli termici di corrente, in quanto risultano quelli maggiormente restrittivi.

La gestione delle infrastrutture è difficoltosa, in particolare lo è per quella del sistema elettrico per tre fattori:

1. variabilità, modesta elasticità e non ragionabilità della domanda: la richiesta di potenza sulla rete esibisce una notevole variabilità di breve periodo (oraria) e di medio periodo (settimanale e stagionale);
2. assenza di stoccaggi e vincoli dinamici all'adeguamento in tempo reale dell'offerta: l'energia elettrica non può essere immagazzinata in quantità significative, se non, indirettamente, e nel caso della tipologia di impianti idroelettrici "a bacino", attraverso la quantità d'acqua contenuta nei bacini stessi; inoltre gli impianti elettrici hanno limiti minimi e massimi alla potenza erogabile nonché tempi minimi di accensione e variazione della potenza erogata;
3. esternalità sulla rete: una volta immessa in rete, l'energia impegna tutti gli elettrodotti disponibili come in un sistema di vasi comunicanti, ripartendosi secondo complesse leggi fisiche determinate dall'equilibrio di immissioni e prelievi (descritte dalle equazioni di Power Flow); ciò rende non tracciabile il percorso dell'energia per cui ogni squilibrio locale, non tempestivamente compensato, si propaga su tutta la rete attraverso variazioni di tensione e frequenza [16].

La rete elettrica è caratterizzata dal fatto che ogni singola azione può ripercuotersi su tutte le altre attività della rete: è perciò necessario operare in modo tempestivo e, in alcuni casi, azionare degli interruttori collocati nella rete per modificare la topologia di questa in modo da ritornare ad un corretto funzionamento dell'infrastruttura. Un'altra modalità di intervento adoperata per far fronte a questa esigenza è l'aggiustamento in tempo reale dei programmi di produzione delle unità di generazione, che viene compiuto nel MSD. In particolare, la sicurezza di funzionamento di un sistema elettrico si basa su una corretta programmazione dell'esercizio che tenga conto delle incertezze insite nel suo funzionamento, da cui la necessità di garantire adeguati margini di riserva di generazione da dispacciare in tempo reale per fare fronte agli inevitabili scostamenti del carico da quanto previsto, ma anche per ridispacciare il sistema a seguito di eventuali scatti linea o scatti di gruppi di generazione [17].

D'altra parte, l'adeguatezza riguarda principalmente la pianificazione del sistema in un orizzonte di medio-lungo termine mentre la sicurezza fa perno sulla gestione operativa del sistema nel breve termine: è quindi evidente che queste due caratteristiche sono strettamente

legate. La relazione tra adeguatezza e sicurezza ai fini della valutazione dell'affidabilità di un sistema elettrico può essere rappresentata in figura.

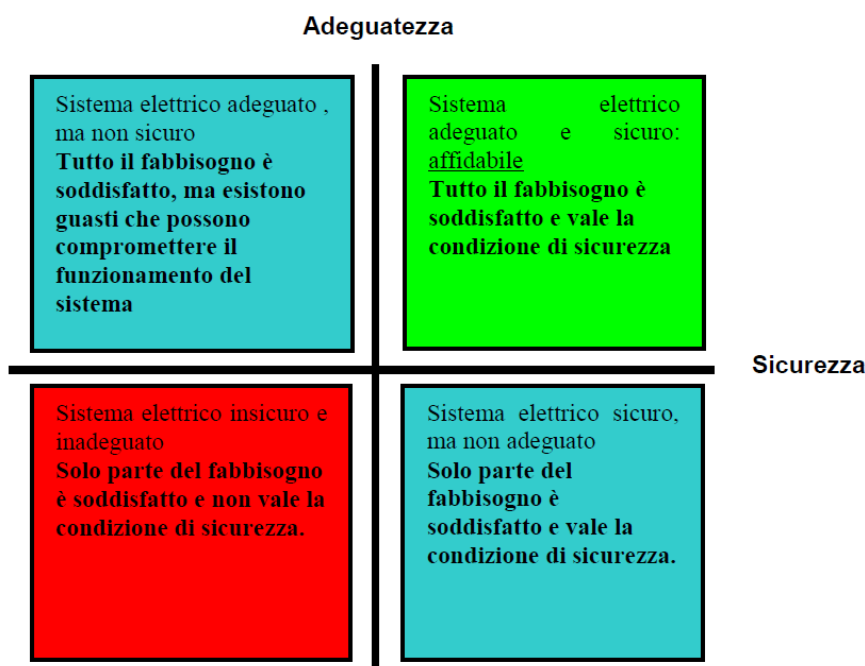


Figura 2.4 Rappresentazione grafica dell'interdipendenza tra sicurezza e adeguatezza [18]

Quella di cui ci si occuperà in questo lavoro di tesi è la cosiddetta sicurezza statica, ovvero lo studio della condizione a regime che si verifica a fronte di un guasto. La sicurezza dinamica valuta la stabilità del sistema a fronte di una perturbazione. Questo ramo di studi necessita di un'analisi accurata delle singole dinamiche provocate dai guasti, che esula dagli scopi del presente lavoro.

2.4.1 Sicurezza N e N-1

Criteri di esercizio sicuro devono essere stabiliti in modo anche quantitativo al fine di consentire una gestione trasparente del sistema elettrico, soprattutto in ambito di mercato concorrenziale e per evitare interruzioni di servizio che causerebbero rilevanti perdite economiche. Deviazioni anche minime da uno qualsiasi dei parametri che costituiscono tali criteri possono condurre rapidamente a stati di crisi del sistema.

Il criterio di sicurezza N si ritiene garantito quando un sistema rispetta tutti i vincoli soltanto in condizioni di esercizio normale (N indica infatti che sono integri tutti gli N elementi che costituiscono il sistema elettrico nella sua configurazione di base).

I moderni gestori delle reti non si limitano però ad esercire il sistema in sicurezza N, ma rispettano tutti i vincoli di sicurezza N-1. N-1 indica che sono integri tutti gli N elementi che costituiscono il sistema elettrico nella sua configurazione di base tranne uno.

All'interno del livello operativo di sicurezza N-1, si può distinguere ulteriormente tra stato preventivamente sicuro e stato correttivamente sicuro, a seconda delle misure che vengono attuate in fase di esercizio.

Il concetto di stato correttivamente sicuro è recente ed è stato introdotto per la prima volta da Stott, Alsac e Monticelli [19]. Una sua efficace definizione è dovuta a Bacher e Reichelt [20], secondo i quali una rete nel normale stato operativo viene esercita in sicurezza N-1 correttiva in relazione al ridispacciamento postguasto se:

1. sono soddisfatti tutti i vincoli di trasmissione relativi alla rete integra,
2. qualora uno qualsiasi degli elementi della rete dovesse subire un guasto, il nuovo stato operativo della rete deve essere tale che, in un breve intervallo di tempo τ_S , possa essere riportato da un eventuale stato di violazione ad un normale stato operativo, tramite appropriate azioni di controllo determinate nella pianificazione operativa.

Lo stato di preventivamente sicuro in sicurezza N-1 è invece soddisfatto quando tutti i vincoli sono rispettati anche in seguito al verificarsi di un qualunque singolo guasto.

In generale i gestori europei e quelli del Nord America preferiscono esercire i sistemi elettrici con condizioni di sicurezza N-1 correttiva perché richiedono costi notevolmente minori rispetto al soddisfacimento delle condizioni N-1 preventive. Tale osservazione si può osservare dal seguente grafico che mostra i diversi costi associati ai livelli di sicurezza appena descritti.

D'ora in avanti, parlando di sicurezza in N-1, ci si riferirà esclusivamente ai criteri correttivi.

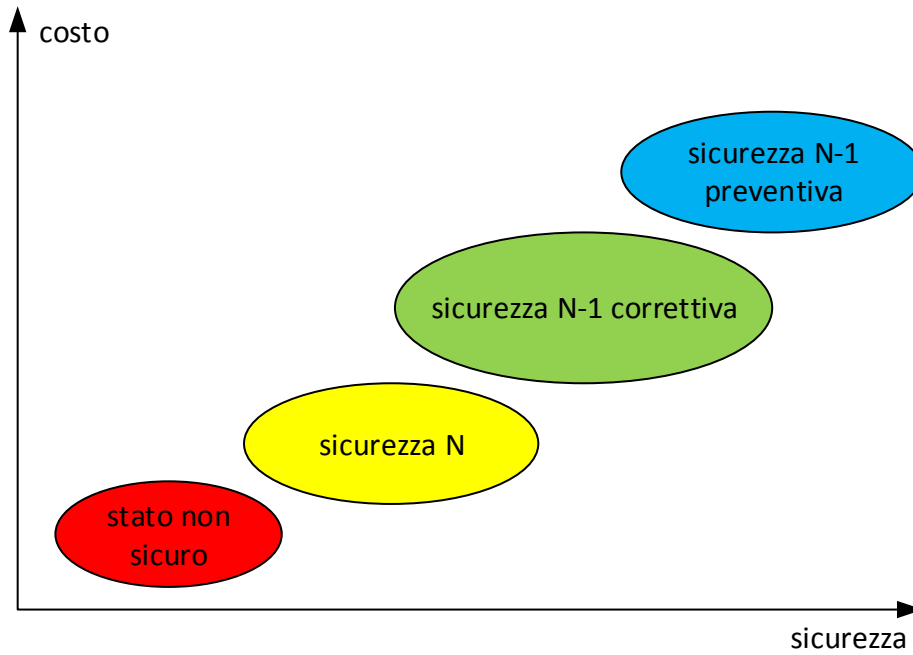


Figura 2.5 Andamento del costo di gestione del sistema elettrico in funzione del livello di sicurezza adottato

Se si riporta il problema della sicurezza del sistema alla trattazione dei modelli di Optimal Power Flow, si deve precisare che il rispetto della sicurezza N lo si verifica tramite un calcolo di Power Flow. Il criterio si considera soddisfatto se ogni corrente risultante dal calcolo rimane inferiore alla sua corrente massima in condizioni normali.

$$I_l(V_A, V_M) \leq I_l^{max} \quad \forall l \in \{\text{linee elettriche}\} \quad (2.56)$$

L'esercizio della rete in sicurezza N-1 richiede, invece, di verificare lo stato della rete per tutti i possibili guasti. Per questa condizione la verifica consisterebbe nell'eseguire un Power Flow per ogni guasto e verificare che ogni corrente di ogni lato rimane al di sotto del valore di corrente massima relativo alle condizioni non nominali, ossia a:

$$I_l(V_A, V_M) \leq I_l^{max} \quad \forall l \in \{\text{linee elettriche}\} \quad (2.57)$$

$$I_{l_{N-1}}^{max} = k * I_l^{max} \quad (2.58)$$

Tale operazione andrebbe applicata N volte al sistema, rendendo il modello così pesante da incrementare il tempo computazionale richiesto in una maniera non giustificata.

Nel seguito della trattazione si descriveranno nel dettaglio quali soluzioni ha adottato la letteratura per risolvere la problematica connessa all'implementazione dei criteri di sicurezza in N-1 nei modelli di ottimizzazione.

Bibliografia di capitolo

- [1] J. NOCEDAL, S. J. WRIGHT, *Numerical Optimization*, 2nd Edition, Springer, 2006.
- [2] R. FLETCHER, *Practical Methods of Optimisation*, 2nd Edition, John Wiley & Sons, 1990.
- [3] JIZHONG ZHU, *Optimization of power system operation*, 2nd Edition, Wiley-IEEE Press, 2015.
- [4] G. ZILLI, L. BERGAMASCHI, M. VENTURIN, *Metodi di ottimizzazione*, disponibile su www.dmsa.unipd.it.
- [5] D. G. LUENBERGER, Y. YE, *Linear and non linear programming*, Springer, 2008.
- [6] S. WRIGHT, *Primal-Dual Interior-Point Methods*, SIAM, 1996.
- [7] A. GARZILLO, M. INNORTA, M. RICCI, *The problem of the active and reactive optimum power dispatching solved by utilizing a primal-dual interior point method*, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, n. 6, vol. 20, 1998
- [8] Y. C. WU, A. S. DEBS, R. E. MARSTEN, *A direct nonlinear predictor–corrector primal-dual interior point algorithm for optimal power flows*, IEEE Transactions on Power Systems, n. 2, vol. 9, 1994.
- [9] S. GRANVILLE, *Optimal reactive dispatch through interior point methods*, IEEE Transactions on Power Systems, n. 1, vol. 9, 1994.
- [10] G. D. IRRISARI, X. WANG, J. TONG, S. MOKHTARI, *Maximum loadability of power systems using interior point nonlinear optimization methods*, IEEE Transactions on Power Systems, n.1, vol.12, 1997.
- [11] G. L. TORRES, V. H. QUINTANA, *An interior-point method for nonlinear optimal power flow using rectangular coordinates*, IEEE Transactions on Power Systems, n. 4, vol. 13, 1998.
- [12] H. W. DOMMEL, W. F. TINNEY, *Optimal Power Flow Solutions*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, n. 10, vol. PAS-87, 1968.
- [13] F. CAPITANESCU, M. GLAVIC, D. ERNST, L. WEHENKEL, *Interior-point based algorithms for the solution of optimal power flow problems*, Electric Power Systems Research, Elsevier, n. 5-6, vol. 77, 2007.
- [14] F. CAPITANESCU, M. GLAVIC, L. WEHENKEL *Applications of an interior point method based optimal power flow*, CEE Conference, Coimbra, 2005.

- [15] T.E. DY LIACCO, *The adaptive reliability control system*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, n. 5, vol. PAS-86, 1967.
- [16] GME, *Vademecum della borsa elettrica*, disponibile su www.mercatoelettrico.org.
- [17] Dispensa sulla sicurezza del corso di “Sistemi e macchine elettriche”.
- [18] AEEG, *Resoconto dell’attività conoscitiva in ordine alla interruzione del servizio elettrico verificatasi il giorno 28 settembre 2003, 2004*, disponibile su www.autorita.energia.it.
- [19] B. STOTT, O. ALSAC, A.J. MONTICELLI, *Security analysis and optimization*, Proceedings of the IEEE, n. 12, vol. 75, 1987.
- [20] R. BACHER, D.REICHELT, *Applications areas of optimization techniques to power systems*, CIGRE Task Force, 1996.

3 Il modello zonale

L'approccio adottato in Italia per la gestione delle congestioni nel mercato del giorno prima non può essere considerato un vero strumento che si serve dell'OPF in quanto si basa su forti approssimazioni sulla conformazione e sul funzionamento della rete. Invece vi è un frequente utilizzo dei problemi di Optimal Power Flow da parte del gestore della rete per quel che riguarda l'esercizio sicuro del sistema elettrico nazionale.

Attualmente il mercato dell'energia italiano adopera il modello di mercato zonale a livello di MGP e MI. Questo approssima il comportamento del sistema elettrico: dividendolo in zone trascura le caratteristiche dei singoli elementi e le equivalenta per mezzo di parametri che contengono le informazioni tecniche della rete di trasmissione. Il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale identifica a priori le zone tramite una procedura che esamina scenari che considerano le condizioni più frequenti in termini di carico e di generazione [1]. Le zone geografiche e virtuali individuate vengono analizzate come se fossero punti fisici su cui vengono concentrati tutti i prelievi e le immissioni della zona specifica. Tra le zone esistono e vengono considerati dei vincoli di Total Transfer Capability (TTC), dette anche capacità massime di trasporto, opportunamente calcolate. La Total Transfer Capability varia da momento a momento, è funzione, per esempio, della topologia di rete, delle condizioni climatiche, del livello di carico del sistema elettrico, mentre gli algoritmi di calcolo che calcolano questi parametri considerano un numero limitato di scenari che risultano maggiormente probabili. La letteratura mostra alcune delle procedure numeriche adottate per il calcolo dei limiti di transito. Questi metodi di calcolo della TTC vengono descritti e discussi nel paragrafo 3.3.1.

Il Mercato del Giorno Prima esamina i profili dettati dalle offerte e tiene in considerazione i vincoli di TTC tra le aree: considera quindi le congestioni interzonali. Le rimanenti congestioni, intrazonali, in questo frangente vengono assunte non presenti, rimandando la loro risoluzione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento. In questo modo si trascura parte dei vincoli tecnici di rete nelle prime fasi di mercato spostando e aumentando gli sforzi per soddisfarli nell'ultima fase, ovvero nel MSD.

Un modello zonale comporta che i codici di calcolo impieghino tempi abbastanza contenuti per l'ottenimento della soluzione ottima, d'altra parte lascia in sospeso problematiche

tecniche che dovranno essere risolte, spesso a prezzo più caro rispetto al caso in cui si fossero superate fin da subito.

3.1 Benessere sociale

Il benessere sociale è una grandezza economica che consente l'aggregazione delle preferenze individuali in preferenze collettive, al fine di guidare le scelte pubbliche, tra i diversi equilibri di ottimo paretiano possibile, verso quello ritenuto socialmente ottimo [2].

Esso deriva dalla costruzione della curva di domanda, ovvero la massima disponibilità a pagare una certa quantità di un bene dato da parte dei consumatori, ottenuta cumulando le singole disponibilità, e da quella di offerta, che rappresenta la minima disponibilità a vendere lo stesso bene da parte dei fornitori.

Si contestualizza ora il concetto appena evidenziato al settore elettrico, dove i fornitori sono i generatori. La teoria dice in presenza di un mercato perfettamente concorrenziale e di simmetria informativa le offerte dei generatori possono essere descritte dai costi di produzione. In questo caso, perciò, l'energia elettrica sarà offerta ad un prezzo pari al costo marginale di produzione della quantità specifica [3].

Il costo di produzione dei generatori di energia elettrica è solitamente, come si può vedere in letteratura, rappresentato da funzioni del second'ordine.

$$CT_i(P_{G_i}) = a_{0_i} + a_{1_i}P_{G_i} + a_{2_i}P_{G_i}^2 \quad (3.1)$$

La funzione di costo marginale, che individua il costo aggiuntivo causato dall'incremento della quantità prodotta, sarà quindi lineare rispetto alla quantità di energia elettrica prodotta.

$$pz_i(P_{G_i}) = cm_i(P_{G_i}) = \frac{\partial CT(P_{G_i})}{\partial P} = a_{1_i} + 2a_{2_i}P_{G_i} \quad (3.2)$$

La funzione di domanda di un singolo consumatore, invece, è rappresentata da una funzione decrescente, tipicamente:

$$pz_j = a - bP_{C_j} \quad (3.3)$$

Infatti, più il consumatore possiede un certo bene, più è ragionevole assumere che il valore che esso gli attribuisce diminuisca.

Si costruiscono le curve cumulate delle offerte di acquisto e di vendita:

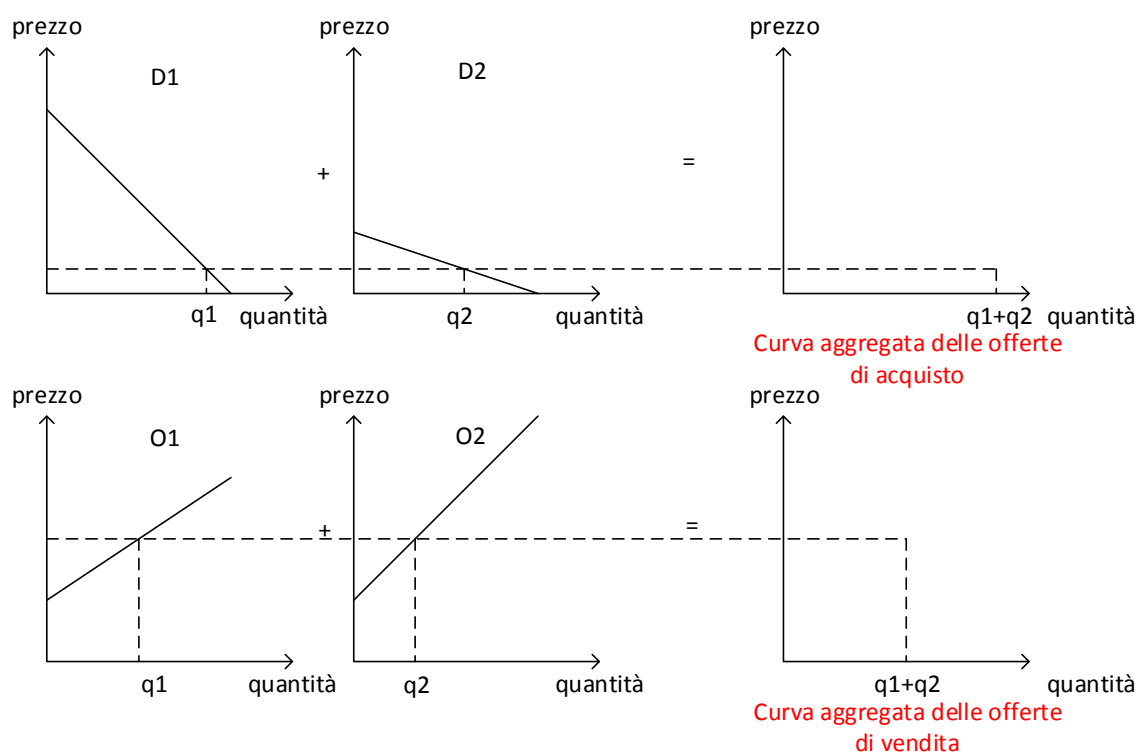


Figura 3.1 Rappresentazione delle curve cumulate di offerta

Il punto in cui le due curve aggregate si incroceranno individuerà il punto di ottimo paretiano, costituito da una coppia quantità-prezzo denominati rispettivamente Market Clearing Quantity (MCQ) e Market Clearing Price (MCP).

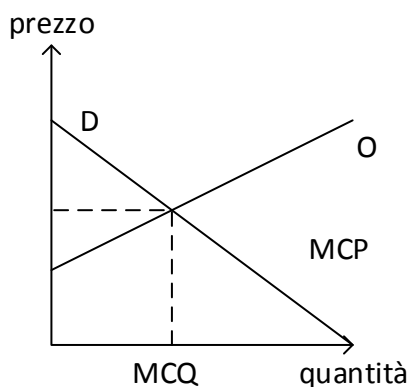


Figura 3.2 Punto di equilibrio del mercato

Il benessere sociale è uguale anche alla somma tra surplus totale dei produttori e surplus totale dei consumatori.

$$W = S^G + S^C \quad (3.4)$$

La prima grandezza rappresenta il profitto variabile dei fornitori di energia, ovvero misura la differenza tra i ricavi e la curva di offerta, mentre la seconda misura la differenza tra la curva di domanda e i pagamenti.

Si può dimostrare che il punto di ottimo paretiano, che massimizza quindi il benessere sociale collettivo, si trova in corrispondenza della quantità \bar{q} in cui le curve di domanda ed offerta si incrociano [3]. In questo caso, il prezzo in corrispondenza di tale quantità sarà il Market Clearing Price (MCP) che rappresenta il prezzo che i consumatori devono pagare per ottenere energia elettrica. Tutti i consumatori che hanno mostrato una disponibilità a pagare maggiore del MCP vedranno accettate le loro offerte, viceversa verranno rifiutate. Per i generatori invece accadrà che verranno accettate tutte le offerte con prezzo di vendita minore del MCP che coincide con il prezzo marginale del sistema.

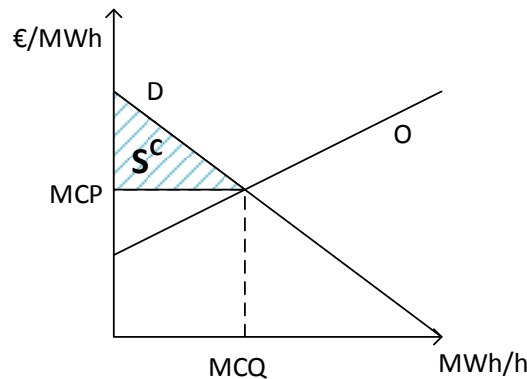


Figura 3.3 Rappresentazione del surplus dei consumatori

$$S^C = \sum_j^{\overline{N-dom}} P_{C_j} p_{Z_j} - MCP * \sum_j^{\overline{N-dom}} P_{C_j} \quad (3.5)$$

$$S^G = MCP * \sum_i^{\overline{N-gen}} P_{G_i} - \sum_i^{\overline{N-gen}} P_{G_i} p_{Z_i}(P_{G_i}) \quad (3.6)$$

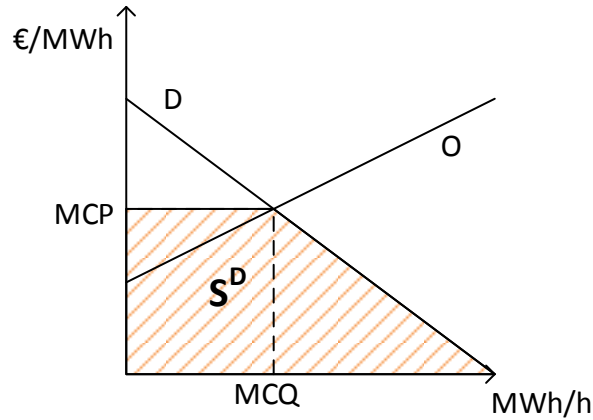


Figura 3.4 Rappresentazione del surplus dei generatori

Dove \overline{N}_{-gen} identifica il numero di generatori le cui offerte sono state accettate dal mercato mentre \overline{N}_{-dom} il numero di consumatori che vedono soddisfatta, non necessariamente in modo completo, la loro richiesta di energia elettrica.

In assenza di perdite di rete, si ha

$$\sum_i^{\overline{N}_{-gen}} P_{G_i} = \sum_j^{\overline{N}_{-dom}} P_{C_j} \quad (3.7)$$

Il benessere sociale, come già visto, sarà uguale a:

$$W = S^C + S^G = \sum_j^{\overline{N}_{-dom}} P_{C_j} p_{Z_j} - \sum_i^{\overline{N}_{-gen}} P_{G_i} p_{Z_i}(P_{G_i}) \quad (3.8)$$

e coincide con l'area tra la curva aggregata di domanda e la curva aggregata di offerta.

Quest'osservazione è di notevole aiuto per comprendere quale logica sta dietro la scelta di ottimizzare questa variabile economica per risolvere il Mercato del Giorno Prima. La ricerca di un profilo che massimizzi il benessere sociale concorre all'individuazione di soluzioni di mercato efficienti.

Vi è da sottolineare che i ragionamenti finora fatti non includono i vincoli realmente presenti nel modello che risolve il mercato dell'energia elettrica: verranno introdotti e spiegati nel proseguo del capitolo.

3.2 Struttura offerte

Le offerte degli operatori di mercato sono costituite da coppie di quantità di energia offerta sul mercato e di prezzo per un determinato periodo rilevante (MWh; €/MWh) e possono essere:

- semplici: costituite da una coppia quantità-prezzo;
- multiple: costituite dal frazionamento di una quantità complessiva offerta sul mercato per la stessa unità di produzione e stesso punto di prelievo;
- predefinite: costituite da offerte semplici o multiple che giornalmente vengono proposte al GME [4].

La richiesta di energia sulla rete mostra una elevata variabilità sia nel medio che nel brevissimo termine: nell'arco della giornata, ad esempio, si alternano ore ad elevatissima domanda di energia elettrica (ore di picco) a ore a ridotta richiesta di potenza (ore fuori picco). Tale variabilità presenta una ciclicità giornaliera, settimanale e annuale, la cui forma e durata dipendono dalle caratteristiche sociali e climatiche dei vari Paesi.

L'elevata variabilità dei consumi richiede una notevole flessibilità dell'offerta e un elevato grado di coordinamento del sistema elettrico. Inoltre, l'elevata variabilità della domanda si associa ad un'elevata variabilità del prezzo dell'energia attraverso le ore.

Nonostante il prezzo dell'energia elettrica vari tra le ore della giornata, la domanda è per lo più insensibile a tali variazioni. La rigidità della domanda è legata al fatto che l'energia elettrica è un bene indispensabile e difficilmente sostituibile, per cui le variazioni del prezzo non influenzano in misura rilevante i consumi del bene. Si dice perciò che il mercato dell'energia elettrica è caratterizzato da una bassa elasticità della domanda al prezzo. Una domanda "anelastica" è caratterizzata da una curva di offerta più ripida; indica che i clienti diminuiscono in misura minima la quantità di prodotto che sono disposti ad acquistare anche se i prezzi aumentano in maniera significativa [5].

Si è perciò scelto di schematizzare le offerte di ogni acquirente come offerte semplici a prezzo alto o, al massimo, offerte multiple decrescenti costituite da due gradini in modo da rendere evidente l'inelasticità della domanda sia a livello del soggetto singolo che a livello aggregato.

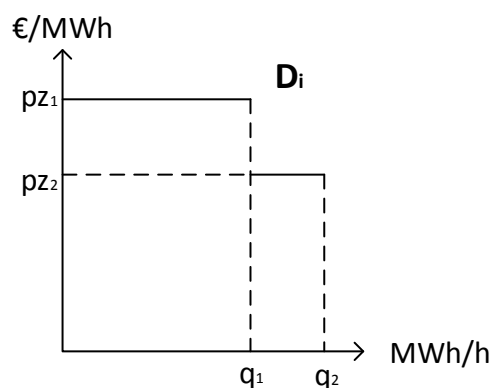


Figura 3.5 Offerte di un'unità di consumo di un cliente

La figura 3.5 vuol significare che l'operatore offrirà per prima la quantità q_1 al prezzo p_{z1} poi al prezzo p_{z2} sarà offerta una quantità pari alla differenza tra q_2 e q_1 . Questo implica che l'accettazione del secondo gradino di offerta è subordinata all'accettazione del primo.

Se l'energia elettrica si presenta per il consumatore come un prodotto omogeneo, poiché non esistono attributi e qualità in grado di variarne il gradimento, dal lato dell'offerta i costi e le tecniche di produzione sono assolutamente eterogenei e dipendenti dal tipo di combustibile impiegato [5]. In Italia le fonti utilizzate sono: idroelettrico, combustibili fossili (gas, olio combustibile, carbone) e rinnovabili (geotermico, eolico, biomasse, solare, e altre fonti assimilabili alle rinnovabili) e gli impianti sono catalogabili in base alla caratterizzazione dei loro costi fissi e variabili:

- impianti base: hanno minori costi variabili legati al basso costo di combustibile o alla maggiore efficienza produttiva; hanno invece elevati costi fissi;
- impianti di punta: presentano maggiori costi variabili legati ai bassi rendimenti ma bassi costi fissi;
- impianti intermedi: hanno caratteristiche intermedie tra le due precedenti categorie.

La convivenza nel settore elettrico di diverse tecnologie con costi e con caratteristiche tecniche molto differenziate fa sì che la curva di offerta aggregata (in prima approssimazione correlata alla grandezza dei costi variabili) risulti sostanzialmente divisa in tre parti.

Generalmente, poi, le coppie di offerta di un operatore per ogni punto fisico arrivano fino a tre. Per questi due motivi si è scelto di schematizzare le offerte dei generatori come offerte crescenti a tre gradini. Il grafico in figura 3.7, similmente a quanto descritto per la schematizzazione delle offerte di acquisto, mostra che il generatore offre in ordine:

1. la quantità q_1 al prezzo p_{z1} ,
2. la quantità $q_2 - q_1$ al prezzo p_{z2} ,
3. la quantità $q_3 - q_2$ al prezzo p_{z3} .

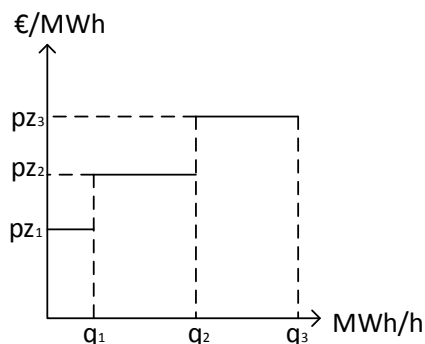


Figura 3.6 Offerte di un'unità di produzione di un generatore

Anche qui vale quanto spiegato prima: il generatore che vedrà accettata la seconda coppia di offerte (non per forza completamente), sarà stato selezionato anche per produrre la quantità massima della prima coppia, ossia q_1 ; medesimo ragionamento per il terzo gradino: se dal mercato risulta che una quantità intermedia della terza coppia deve essere prodotta,

$$\bar{q} = \frac{(q_3 - q_2)}{2} \quad (3.9)$$

Questo implicherà che il generatore produrrà in totale:

$$q^* = q_2 + \bar{q} \quad (3.10)$$

La condizione che le curve di offerta siano monotone crescenti e che le curve di domanda siano monotone decrescenti garantisce che il mercato accetti in maniera corretta i gradini di offerta. Queste condizioni sulle offerte presentate nel MGP sono infatti obbligatorie.

In base a quanto detto si ragiona ora su come modellizzare le offerte di generazione: esse possono esser tradotte come una sommatoria di offerte, tutte effettuate dallo stesso operatore, come viene mostrato in figura 3.7.

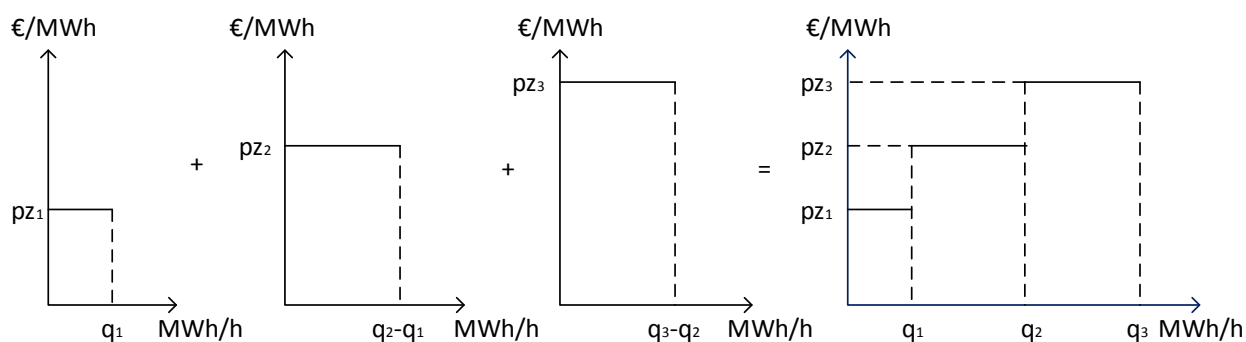


Figura 3.7 Frazionamento dell'offerta di un generatore

Il primo gradino partirà da una potenza pari a zero e arriverà ad una potenza non molto elevata, che spesso coincide con la potenza minima di accensione dell'impianto di generazione. Infatti, è plausibile pensare che, presentando una prima offerta molto bassa, il proprietario del gruppo associ l'accettazione dell'offerta minima alla messa in esercizio dell'impianto. Anche gli altri gradini vengono rappresentati con una quantità iniziale pari a zero perché sono subordinati ai gradini a minor prezzo marginale (quelli precedenti). La più o meno economicità della seconda offerta stabilirà quanto il gruppo andrà a produrre rispetto le proprie capacità, fino ad arrivare alla terza che, se saturata, implica il raggiungimento della massima potenza producibile. È perciò altrettanto verosimile considerare come limite massimo delle tre offerte la massima potenza elettrica che l'impianto può erogare.

Analogamente, per le offerte di acquisto accadrà quanto rappresentato in figura 3.8.

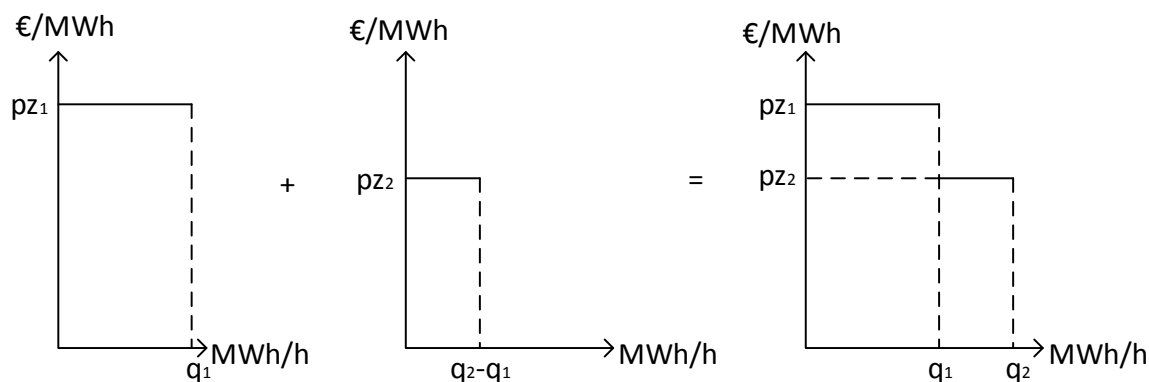


Figura 3.8 Frazionamento dell'offerta di un consumatore

La rappresentazione scelta per spiegare analiticamente le offerte degli operatori di mercato porta a interpretare un generatore come tre generatori distinti e un carico come due carichi nello stesso punto fisico.

3.3 Modello matematico di mercato zonale

Il modello zonale adottato dal mercato italiano procede per stadi. Come è possibile osservare dalla figura 3.9, innanzitutto il gestore del mercato, una volta ricevute le offerte di acquisto e di vendita, esamina la soluzione proveniente dalla risoluzione del problema di ottimizzazione derivante dal modello stesso. Calcola attraverso equazioni di Power Flow gli scambi di energia tra le zone e verifica se tali valori superano i vincoli dettati dalle TTC: se questo non avviene, allora la soluzione trovata in termini di potenze accettate degli operatori corrisponde alla soluzione finale della sessione di MGP e forma il programma di immissione e prelievo, altrimenti si passa allo stadio successivo [6]. In questo caso, ovvero se si verifica che esiste almeno un collegamento tra due zone che ha raggiunto o superato la capacità massima di trasporto, ossia si constata la presenza di congestioni che violano i criteri di sicurezza, si procederà per separazione esaminando ogni zona indipendentemente dalle altre. Si considereranno tuttavia nelle zone la presenza di importatori o esportatori derivante dalla formulazione nazionale del mercato, ma secondo quantità che rispettino i vincoli di trasmissione interzonali. Si risolveranno tanti problemi zonal quanti sono i vincoli saturati (meccanismo di market splitting), ognuno dei quali fornirà un prezzo di equilibrio zonale. Riportando poi su scala nazionale le potenze risultanti dalle singole aree, si ricostruisce il profilo di generazione e consumo, così da ottenere il Prezzo Unico Nazionale (PUN) che corrisponde al prezzo a cui vengono valorizzate le offerte di acquisto. I generatori sono remunerati al prezzo zonale calcolato rispetto alla zona in cui sono collocati.

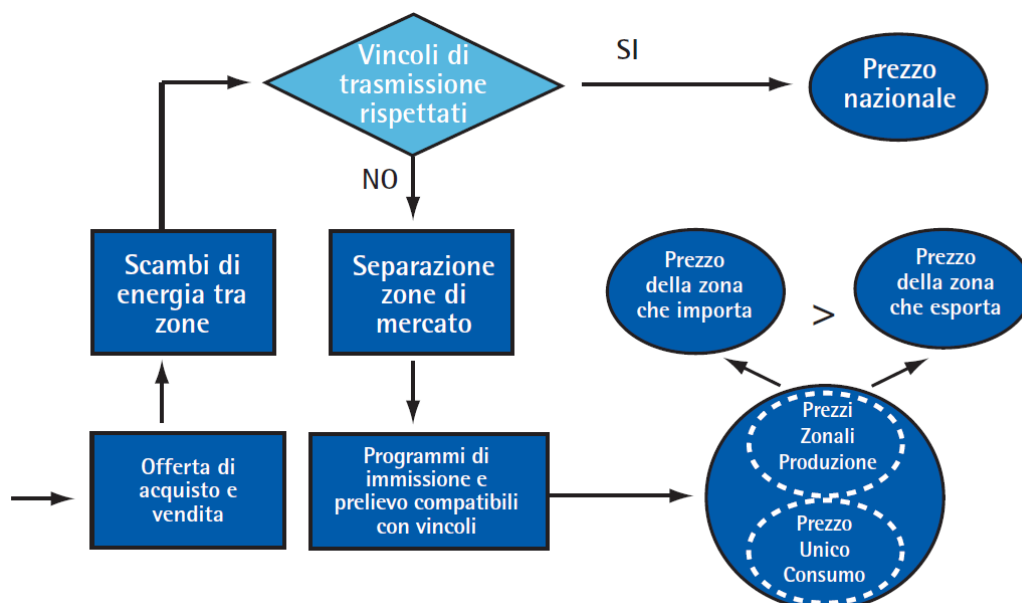


Figura 3.9 Rappresentazione a blocchi della logica del modello zonale [4]

Il modello di mercato del giorno prima, costituito da una gestione zonale delle congestioni, sfrutta un criterio economico per la scrittura della funzione obiettivo.

VARIABILI

Le variabili del modello di ottimizzazione sono:

- \mathbf{P}_G vettore dell'energia elettrica oraria offerta dai generatori;
- \mathbf{P}_C vettore dell'energia elettrica oraria richiesta dai carichi.

Tali grandezze sono relative ad un'ora e valgono sotto l'ipotesi di potenza costante, sia di produzione, sia di consumo, durante l'arco temporale orario.

FUNZIONE OBIETTIVO

La funzione obiettivo consiste nella massimizzazione della variabile economica di benessere sociale.

$$FO = \max(W) = \max\left[\sum_i^{N_g} P_{G_i} p_{z_i}(P_{G_i}) - \sum_j^{N_c} P_{D_j} p_{z_j}(P_{D_j})\right] \quad (3.11)$$

Dove:

N_g è il numero dei generatori,

N_c è il numero dei carichi.

P_{G_i} identifica l'energia elettrica oraria offerta dai generatori (ipotizzando il funzionamento dell'impianto a potenza costante) e p_{z_i} il relativo prezzo a cui la offrono, mentre P_{C_j} e p_{z_j} sono rispettivamente quantità e prezzo delle offerte da parte dei consumatori; vi è da prestare attenzione che, secondo quanto detto precedentemente, il prodotto tra quantità e prezzo di un operatore nella scrittura del modello rappresenta una sommatoria. Questo perché l'offerta complessiva di un operatore, sia esso un produttore o un consumatore, è costituita da più gradini di offerta. Ne deriva che ogni gradino debba essere descritto da una variabile.

$$P_{G_i} p_{z_i}(P_{G_i}) \Rightarrow \sum_k^3 P_{G_{i_k}} p_{z_{i_k}}(P_{G_{i_k}}) \quad (3.12)$$

$$P_{G_i} \Rightarrow \sum_k^3 P_{G_{i_k}} \quad (3.13)$$

$$P_{D_j} p_{z_j}(P_{D_j}) \Rightarrow \sum_t^2 P_{D_{i_t}} p_{z_{i_t}}(P_{D_{i_t}}) \quad (3.14)$$

$$P_{D_j} \Rightarrow \sum_t^2 P_{D_{i_t}} \quad (3.15)$$

La funzione obiettivo viene, perciò, riscritta:

$$FO = \max(W) = \max[\sum_i^{N_g} \sum_k^3 P_{G_{i_k}} p_{z_{i_k}}(P_{G_{i_k}}) - \sum_j^{N_c} \sum_t^2 P_{D_{i_t}} p_{z_{i_t}}(P_{D_{i_t}})] \quad (3.16)$$

Il prezzo relativo alle offerte di vendita, in mancanza dei dati ufficiali dei generatori, viene considerato uguale al costo marginale della quantità dell'offerta corrispondente. Si noti tuttavia che l'offerta può non rispettare le curve di costo bensì seguire diverse strategie di offerta [7].

VINCOLI

BILANCIO DI ENERGIA

La prima equazione che il modello zonale deve soddisfare rappresenta il bilanciamento dell'energia in gioco: l'energia oraria prodotta dai generatori dovrà uguagliare quella in uscita dal sistema elettrico nazionale nella stessa ora sotto forma di prelievo da parte dei consumatori e di perdite di rete.

$$\sum_i^{N-gen} P_{G_i} = \sum_j^{N-dom} P_{D_j} + P_{perdite} \quad (3.17)$$

Le perdite di trasmissione sono solitamente inglobate nell'energia richiesta dai carichi sotto forma di correzioni approssimative.

LIMITI DI TRASMISSIONE TRA LE ZONE

Come già detto, il modello zonale considera i transiti di energia oraria, e quindi anche di corrente, solo tra le zone individuate. Sono perciò calcolati tramite algoritmi approssimati i limiti di trasmissione tra le zone, denominati TTC, i cui valori costituiscono un dato di input del modello di mercato [9]. Per quel che riguarda l'Italia, è compito di Terna fornire i valori dei limiti di transito tra le zone di mercato [10].

Il modello introduce vincoli di disuguaglianza per tutte le interfacce zonali (che sono pari a N_z):

$$P_l \left(P_{G_1}, \dots, P_{G_{N_{gen}}}; P_{D_1}, \dots, P_{D_{N_{dom}}} \right) \leq P_l^{max} \quad \forall l = 1, \dots, N_z \quad (3.18)$$

Il ricorso ad espressioni che includono potenze è reso possibile dall'ipotesi che sottosta al mercato dell'energia, ovvero che sia gli impianti che i carichi siano in esercizio a potenza costante per l'intera ora considerata.

UPPER & LOWER BOUND SULLE OFFERTE

Le offerte degli operatori presentate sul mercato sono, come descritto precedentemente, costituite da gradini di offerta, ciascuno dei quali possiede una variabile di controllo. La necessità di vincolare le variabili entro un campo di ammissibilità ben definito impone, perciò, di scrivere vincoli di disuguaglianza per ciascuna variabile. In base al frazionamento delle offerte in coppie multiple, si dovranno esplicitare i vincoli inferiori e superiori delle variabili che si riferiscono a specifici gradini.

Per i generatori si definisce l'intervallo in cui deve essere contenuta la variabile $P_{G_{i_k}}$: k rappresenta l'indice relativo ai gradini dell'offerta del generatore i -esimo e arriva ad assumere come ultimo valore il numero dei gradini di offerta per ogni generatore, pari a $N_{step,g}$. N_g , invece, è il numero totale dei generatori e limita i .

$$P_{G_{i_k}}^{min} \leq P_{G_{i_k}} \leq P_{G_{i_k}}^{max} \quad \forall i = 1, \dots, N_g, \forall k = 1, \dots, N_{step,g} \quad (3.19)$$

Per i carichi, i vincoli riguardano la generica energia elettrica offerta $P_{D_{jt}}$, dove t indicizza i gradini del singolo carico mentre j specifica il carico. Questi indici arrivano ad assumere, rispettivamente, i valori N_c e $N_{step,c}$: il primo rappresenta il numero di carichi, il secondo i gradini di offerta per ogni operatore di mercato che richiede energia elettrica.

$$P_{D_{jt}}^{min} \leq P_{D_{jt}} \leq P_{D_{jt}}^{max} \quad \forall j = 1, \dots, N_c, \forall t = 1, \dots, N_{step,c} \quad (3.20)$$

Ogni gradino è caratterizzato da un'ampiezza massima: questa grandezza rappresenterà il limite superiore del relativo vincolo. I limiti inferiori, invece, saranno pari al valore nullo sia per i generatori che i carichi. In conclusione, si ottiene:

$$0 \leq P_{G_{ik}} \leq P_{G_{ik}}^{max} \quad \forall i = 1, \dots, N_g, \forall k = 1, \dots, N_{step,g} \quad (3.21)$$

$$0 \leq P_{D_{jt}} \leq P_{D_{jt}}^{max} \quad \forall j = 1, \dots, N_c, \forall t = 1, \dots, N_{step,c} \quad (3.22)$$

Il mercato non considera i vincoli tecnici di accensione e spegnimento dei singoli impianti, occorre perciò che siano le offerte ad internalizzare le informazioni relative alla potenza minima e massima che il gruppo di generazione può produrre. È compito del proprietario presentare offerte in modo tale che, se si vuole, per esempio, esercire l'impianto, il mercato non accetti una quantità di energia oraria prodotta a potenza costante inferiore alla potenza minima dell'impianto stesso. Quello che il produttore generalmente compie è presentare un gradino con ampiezza che raggiunge la potenza minima ad un prezzo molto basso. In questo modo si assicura che l'offerta venga accettata e che l'impianto entri in funzione. Viceversa, se il produttore intende non accendere l'impianto ad un orario specifico, allora presenterà il primo gradino di offerta ad un prezzo molto alto; di conseguenza i gradini successivi avranno prezzi ancora più alti, precludendo l'accettazione delle offerte.

Il lavoro di Dicorato, Minoia, Sbrizzai e Trovato [11] illustra una simulazione del Mercato del Giorno Prima non includendo vincoli di rete. Esso conclude notando che un modello zonale come quello italiano implica che comportamenti strategici dei partecipanti possono influire sull'esercizio della perfetta concorrenza. Lo studio effettuato da Berizzi, Bovo, Delfanti, Fumagalli e Merlo descrive il modello zonale completo adottato in Italia e rappresenta un ottimo punto di partenza per quel che riguarda l'analisi delle problematiche e la risoluzione di queste tramite alternative all'approccio attualmente scelto [12].

3.3.1 Calcolo della TTC

La Total Transfer Capability è definita come la massima potenza che può essere complessivamente scambiata con continuità tra due aree elettriche assicurando la sicurezza di esercizio dei rispettivi sistemi elettrici. Non corrisponde alla somma delle capacità di trasmissione degli elettrodotti che interconnettono due zone reale poiché esistono fattori che limitano la capacità massima di interscambio tra le aree [13].

Tra i fattori che influenzano la TTC ci sono:

- La topologia della rete elettrica;
- I profili di generazione e di carico;
- Il criterio di sicurezza.

I primi due causano il caricamento non equilibrato delle linee di connessione tra le aree. Di conseguenza è impossibile utilizzare completamente la capacità di trasporto al limite termico di tutti gli elettrodotti limitando così la TTC. In aggiunta, l'adozione del criterio di sicurezza N-1 riduce ulteriormente tale valore.

La TTC tiene conto anche di limitazioni dettate dalla dinamica dei disturbi provocati da perturbazioni: deve essere tale da garantire che il sistema si mantenga sempre nei limiti di condizioni di emergenza.

Per reti molto ramificate e magliate il calcolo della TTC si complica ulteriormente perché i flussi di potenza seguono diverse strade, formando anche flussi paralleli che non passano soltanto per le due aree considerate. Questo è dovuto al fatto che la ripartizione dei flussi di potenza dipende dal profilo di carico e di generazione e dai dati elettrici della rete elettrica, segue cioè le leggi dettate dalle equazioni di Power Flow. Tutti questi elementi spiegano perché il calcolo di tale parametro sia soggetto a molta variabilità a seconda della situazione in cui si calcola.

Uno degli algoritmi adottati per il calcolo della Total Transfer Capability è il Metodo di Continuazione, o Continuation Power Flow (CPF) [14][15]. In generale esso permette di determinare il valore massimo di un parametro scalare di una funzione lineare variando le iniezioni di potenza in un set di nodi. Nello specifico, il parametro scalare corrisponde alla potenza scambiata tra due aree.

Una volta definita la rete elettrica, le aree e i profili di generazione e carico, ovvero si è stabilito il caso base, si risolve il PF relativo. Dopodiché l'algoritmo incrementa in maniera

discreta il parametro di controllo, ossia la potenza prodotta dalle unità di generazione nell'area esportatrice, viceversa riduce tale parametro nell'area importatrice, e risolve conseguentemente il problema di Power Flow corrispondente fintanto che un limite di sicurezza non viene saturato. A questa procedura iterativa viene aggiunto lo scatto di linee elettriche di volta in volta differenti per il calcolo della TTC in condizioni di sicurezza N-1 [16]. Questo procedimento iterativo contiene però forti elementi di discrezionalità che limitano la veridicità del parametro calcolato. Come causa vi è la modalità con cui vengono stabilite le ripartizioni della variazione di potenza, sia essa positiva o negativa. I criteri sono difatti molteplici e non esiste un'unica soluzione possibile. Inoltre la definizione delle aree costituisce un elemento discrezionale non indifferente, oltre alla dipendenza, come detto prima, della soluzione del problema dalle condizioni iniziali stabilite arbitrariamente.

Sono stati implementati metodi più avanzati per il calcolo della TTC che cercano di ridurre queste problematiche. Il modello probabilistico proposto da Berizzi, Bovo, Delfanti, Merlo e Pasquadibisceglie [17] per ridurre l'arbitrarietà provocata dal calcolo della massima capacità di trasporto nel medio e lungo periodo esamina più scenari di riferimento tramite approccio di Monte Carlo. Dai risultati ottenuti costruisce una curva di densità di probabilità che identifica un valore di TTC in funzione della massima probabilità di congestione assunta.

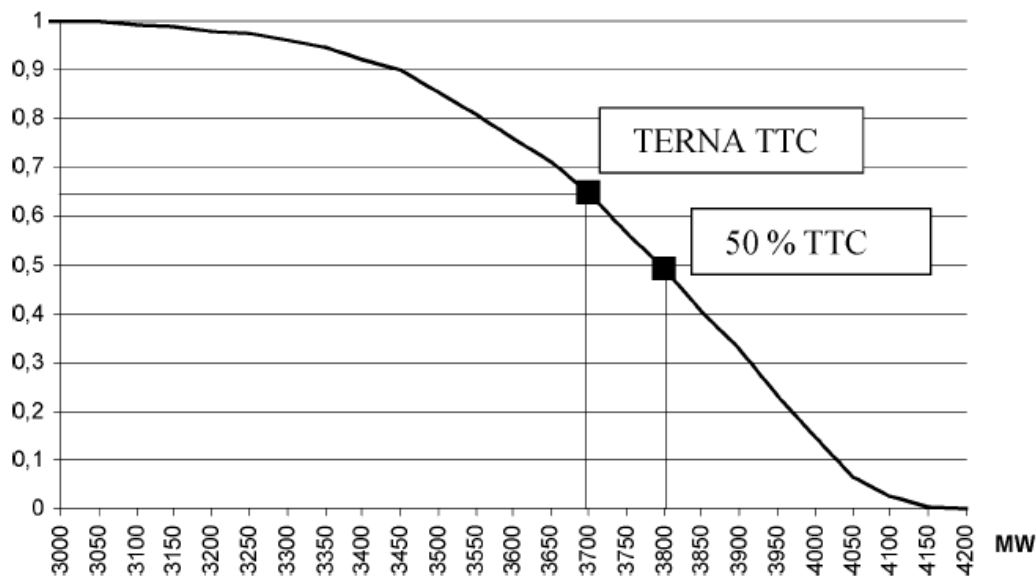


Figura 3.10 Funzione di densità di probabilità della TTC [16]

Nonostante il modello offra una metodologia alternativa allo standard calcolo per continuazione, ha il difetto di mantenere discrezionalità derivante dalla scelta delle unità di produzione da far esercire di più o meno.

Un'altra interessante alternativa presentata in letteratura è quella di Bresesti, Lucarella, Marannino, Vailati e Zanellini in cui si propone di calcolare la TTC e la sua sensitività dai parametri elettrici della rete, quali i flussi di potenza tramite un modello compatto ridotto di Security Constrained OPF [18]. L'articolo rimanda poi al lavoro del North American Electric Reliability Council (NERC) in cui viene introdotta la Available Transfer Capability (ATC) e la differenza con la Total Transfer Capability.

L'ATC è definita come la misura della capacità di trasporto della rete di trasmissione per attività commerciali oltre ad usi della capacità già impegnati [19].

Matematicamente:

$$ATC = TTC - TRM - CBM - contratti$$

Dove TRM è il margine operativo di trasmissione (Transmission Reliability Margin) che è la quantità della capacità di trasporto necessaria per assicurare che la rete di trasmissione sia sicura per un intervallo ragionevole di incertezza delle condizioni del sistema elettrico. E' quindi ragionevole dire che il TRM è legato alla presenza di varie fonti di incertezza sulle future condizioni operative del sistema, come l'andamento del carico, la disponibilità di linee e generatori, la presenza di perturbazioni [20]. Il Margine di Beneficio di Capacità di trasmissione (CBM: Capacity Benefit Margin) è, invece, la quantità di capacità di trasferimento riservata localmente ai distributori che servono gli utenti finali per assicurare l'accesso alla generazione messa a disposizione dai sistemi confinanti secondo criteri di affidabilità.

3.4 Esempio

PROCEDIMENTO MODELLO

Per rendere maggiormente comprensibile il funzionamento del modello utilizzato in Italia per la creazione di un profilo di generazione e consumo di energia elettrica per ogni ora del giorno si fa utilizzo di un esempio semplificato [13].

3.4.1 Assenza di vincoli di rete

ESEMPIO: sistema elettrico costituito da due zone; assenza di vincoli di rete; assenza di contratti bilaterali

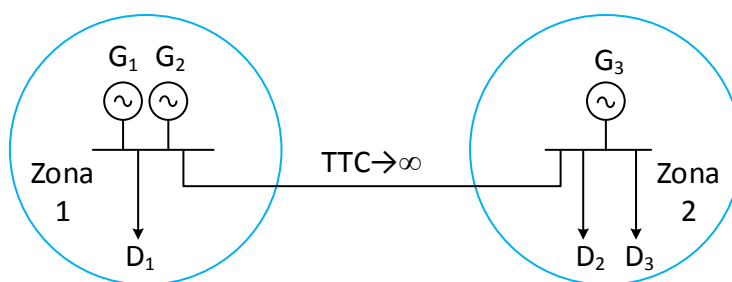


Figura 3.11 Schematizzazione di un sistema elettrico a due zone

La zona 1 è costituita da un insieme di nodi in cui sono presenti due generatori (G1 e G3) e un carico (D1), nella zona 2 vi sono invece il generatore G2 e i carichi D2 e D3.

In prima analisi si studia il comportamento del mercato in assenza di vincoli di trasmissione. Le offerte presentate sul mercato del giorno prima da parte degli operatori sono raffigurate nei seguenti grafici: si verifica che sono costituite da più offerte a gradini.

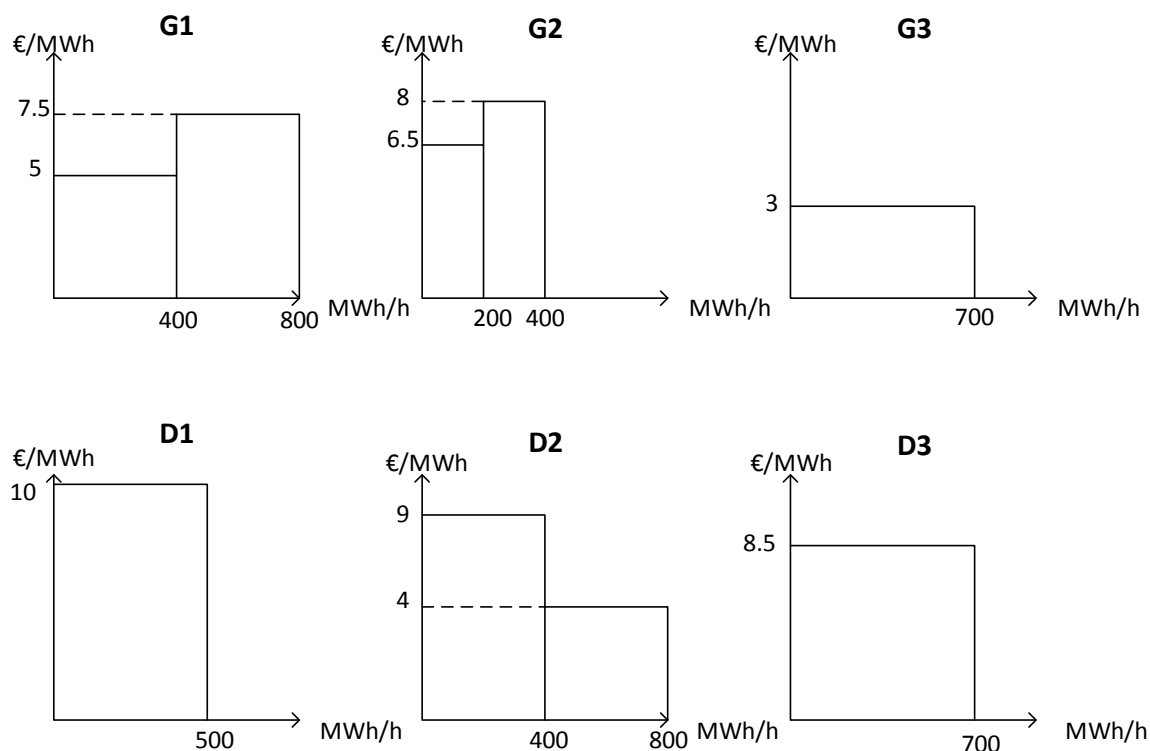


Figura 3.12 Offerte degli operatori di mercato

Il gestore del mercato, una volta chiusa la sessione del mercato presa in esame, tramite il modello di ottimizzazione ordina le offerte ricevute e crea le curve cumulate: per le offerte di vendita ordina per valori crescenti mentre per quelle di acquisto preferisce le disponibilità a pagare più elevate. Una volta ottenute le curve, trova il punto ottimo che risolve il problema di massimizzazione. È rappresentato dalla coppia quantità-prezzo in cui le curve di domanda e offerta si incontrano. Nel caso in esame, come si può vedere dal grafico sottostante, il punto di ottimo che massimizza il benessere sociale corrisponde a:

$$\overline{P}_{tot} = 1600 \text{ MWh/h} \quad (3.23)$$

$$\overline{p_z} = 7.5 \text{ €/MWh} \quad (3.24)$$

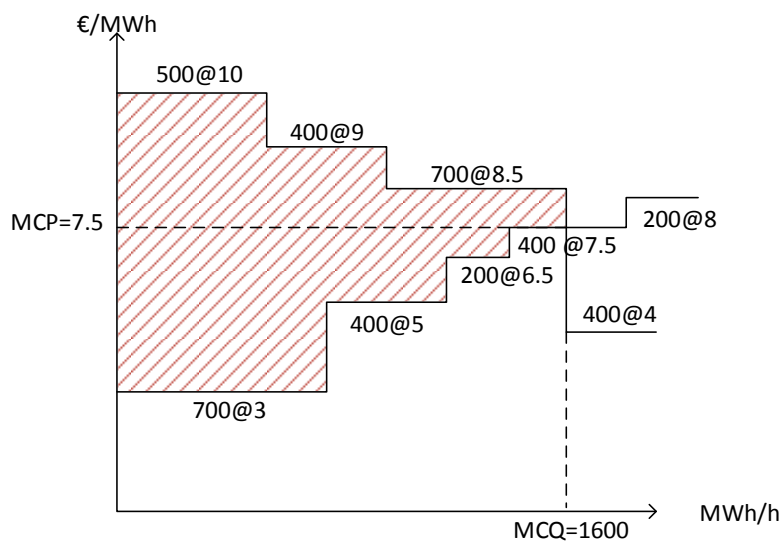


Figura 3.13 Rappresentazione grafica del benessere sociale massimizzato nel MGP

Le offerte accettate e rifiutate sono descritte nella seguenti tabelle:

GENERATORI

Tabella 3.1 Profili di produzione derivanti dalla risoluzione del mercato in assenza di vincoli di rete

Generatori	Quantità accettata	Quantità rifiutata
G1	700	100
G2	200	200
G3	700	0

CARICHI

Tabella 3.2 Profili di consumo derivanti dalla risoluzione del mercato in assenza di vincoli di rete

Carichi	Quantità accettata	Quantità rifiutata
D1	500	0
D2	400	400
D3	700	0

In osservanza del vincolo di uguaglianza sul bilancio delle potenze, la somma delle potenze in ingresso tramite la generazione è uguagliata dal prelievo in uscita dei carichi (1600 MW come mostrato in 3.23). In questo caso per opera delle offerte presentate tra la zona 1 e la zona 2 circoleranno 900 MW. Questa è la soluzione del modello di mercato zonale individuata dal gestore del mercato nel caso in cui si trascurino completamente i vincoli di rete. Non ricalca il caso reale del mercato italiano che invece segue il procedimento del prossimo esempio.

3.4.2 Presenza di vincoli di rete

ESEMPIO: sistema elettrico costituito da due zone; presenza di vincoli di rete; assenza di contratti bilaterali

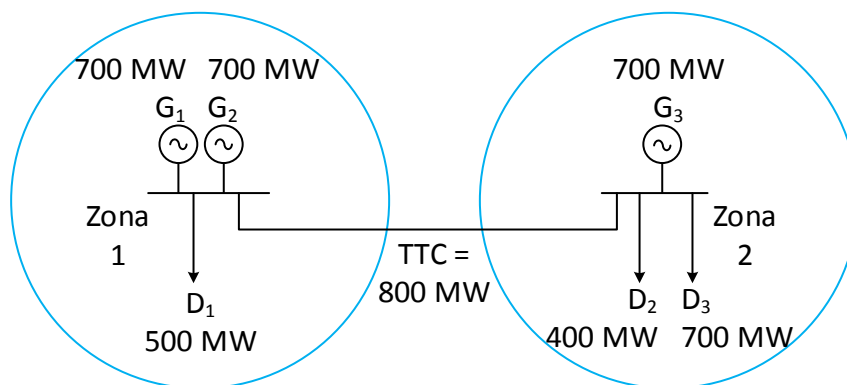


Figura 3.14 Schematizzazione di un sistema elettrico a due zone con limite di trasporto tra di esse

Si analizza ora come si comporta il mercato che considera presenza di vincoli di trasmissione.

Le offerte presentate sul Mercato del Giorno Prima da parte degli operatori sono le stesse dell'esempio precedente. Le curve di domanda e offerta rimangono quindi immutate: il punto di ottimo di partenza del modello coincide con quello trovato precedentemente.

La linea elettrica equivalente che collega la zona 1 alla zona 2 presenta, però, una capacità massima di trasporto minore della potenza che si avrebbe in transito: il vincolo di trasmissione viene attivato dal modello di mercato.

Il modello di calcolo cerca ora di diminuire il sovraccarico della linea fino a che la potenza effettivamente scambiata non è uguale alla capacità limite (800 MW). Per compiere ciò, è costretto ad accettare offerte di generazione meno economiche. Infatti, riduce la quantità

accettata dal generatore 1, più economico di 100 MW, e aumenta, rispetto al caso precedente, della stessa quantità quella accettata dal generatore 2. Questa configurazione non è la sola possibile che risolve la problematica, ma rispecchia quella che rispetta i vincoli e che massimizza il benessere sociale.

La presenza di una congestione divide il mercato in più parti. In questo caso lo divide in due: zona 1 e zona 2.

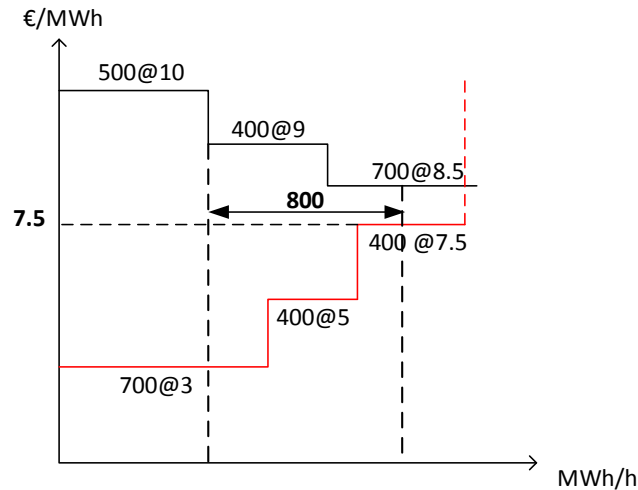


Figura 3.15 Risoluzione separata del mercato nella zona 1

Nella zona 1, i generatori più economici sono utilizzati per soddisfare il carico nella zona 2 fino al limite fisico di trasporto; la domanda della zona 1 è stata modificata e ora comprende una parte della domanda proveniente dalla zona 2. La domanda residua della zona 2 viene soddisfatta localmente dal generatore più costoso.

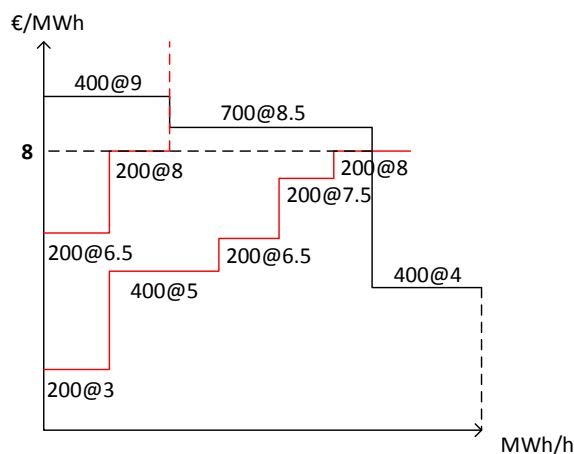


Figura 3.16 Risoluzione separata del mercato nella zona 2

La soluzione del modello di mercato è cambiata e viene mostrata nelle tabelle seguenti.

Tabella 3.3 Profili di produzione finali derivanti dalla soluzione del mercato in presenza di vincoli di scambio zonali

Generatori	Quantità accettata	Quantità rifiutata
G1	600	200
G2	300	100
G3	700	0

Tabella 3.4 Profili di carico finali derivanti dalla soluzione del mercato in presenza di vincoli di scambio zonali

Carichi	Quantità accettata	Quantità rifiutata
D1	500	0
D2	400	400
D3	700	0

I due mercati zonali qui spiegati hanno MCP specifici e differenti, che vengono chiamati prezzi zonali. Infatti, la zona 1 ha un MCP pari a 7.5 €/MWh mentre la zona 2 presenta un MCP pari a 8 €/MWh. La parte di mercato in cui si trovano i generatori meno convenienti dal punto di vista economico, ovvero quella che importa fino al raggiungimento della capacità massima di transito, ha un prezzo maggiore; l'altra parte, ovvero quello che esporta in seguito al fatto di avere generatori più economici, ha un prezzo zonale minore.

Questo è confermato dall'esempio, dove la zona che importa (zona 2) ha un prezzo zonale maggiore e quella che esporta (zona 1) minore.

La presenza di congestioni introduce cambiamenti nell'equilibrio del mercato.

In primo luogo, si modifica il dispacciamento nella produzione e nella domanda. Nel caso preso in esame, la presenza del vincolo di congestioni violato costringe la zona 2 a sostenersi localmente in maniera maggiore rispetto a quanto dettato dal solo criterio di merito economico. Il generatore G1 produce meno rispetto al caso che non prevede vincoli di rete, il generatore G2 produce invece di più; i carichi non vedono cambiare i loro profili di

prelievo. Si osserva in secondo luogo, un cambiamento del bilancio economico degli operatori.

Per ultimo, si può notare che si passa da un prezzo unico di equilibrio a prezzi zonalmente diversi. Se il sistema di trasmissione è congestionato, ovvero se vi è la compresenza di una o più linee congestionate, il prezzo zonale è il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato riferite alla zona in cui avviene la corrispondente immissione dell'energia elettrica in rete. Le offerte di acquisto accettate nel mercato italiano sono invece valorizzate, indipendentemente dalla zona dove i prelievi avvengono, al prezzo unico nazionale (PUN) definito come media dei prezzi zonalmente, ponderata sulla base dei consumi zonalmente:

$$PUN = \frac{\sum_i p_{z_i}^{zonale} P_{D_i}}{\sum_i P_{D_i}} \quad (3.25)$$

L'aggiunta di vincoli sui limiti di transito tra le zone va a peggiorare la funzione obiettivo del modello. In tal caso vi è da prendere in considerazione il cosiddetto costo di congestione che identifica la perdita secca di social welfare dovuto all'aumento complessivo del costo di generazione causato dalla necessità di utilizzare impianti più costosi. Oltre a questa voce sarà presente anche una rendita di congestione che verrà destinata al gestore della rete di trasmissione. Questa grandezza è pari alla differenza tra gli esborsi dei consumatori e i ricavi produttori, che nel caso di vincoli di rete attivati non sarà nulla. Valorizza monetariamente l'utilizzo di un bene scarso, quale la capacità di trasporto e in generale si può calcolare come:

$$\text{capacità di trasporto} * \Delta(\text{prezzi zonalmente}) \quad (3.26)$$

Un elemento importante che si porta dietro tale modello è la possibilità di trarre segnali economici di breve-medio periodo che, se ben interpretati, possono condurre ad una gestione più efficiente della rete di trasmissione e del mercato in quanto sistema economico. Infatti la differenza tra prezzi zonalmente permette agli operatori di sistema di individuare quale sia la localizzazione più profittevole per gli impianti di produzione di potenza, dati i vincoli tecnici di rete in atto. Inoltre, la presenza di una rendita di congestione è un chiaro segnale della necessità di un'espansione della rete, e, insieme al primo segnale economico appena citato, acclara dove l'intervento sia primariamente necessario.

Bibliografia di capitolo

- [1] TERNA, *Individuazione zone della rete rilevante*, disponibile su www.terna.it
- [2] R. ARTONI, *Elementi di scienza delle finanze*, Il Mulino, 2003.
- [3] Corso Economia dei servizi e delle reti A.A. 2012-2013, *Struttura dei mercati dell'energia: analisi dei costi e della domanda*.
- [4] GME, *Vademecum borsa elettrica*, disponibile su www.mercatoelettrico.org.
- [5] GIUSEPPE MASTROPIERI, *Potere di mercato, dominanza e interazione strategica tra gli operatori elettrici: collusione tacita nel mercato elettrico italiano*, tesi di dottorato in Ingegneria Gestionale, ciclo XXI, Università degli studi di Padova.
- [6] VIRGINIA CANAZZA, *il mercato elettrico italiano: stato dell'arte e prospettive*, seminario sull'energia elettrica, Pavia, 19 maggio 2014.
- [7] H. SINGH, S. HAO, A. PAPALEXOPOULOS, *Transmission Congestion Management in Competitive Electricity Markets*, IEEE Transactions on Power Systems, n. 2, vol. 13, 1998.
- [8] R. S. FANG, A. K. DAVID, *Transmission Congestion Management in Electricity Market*, IEEE Transactions on Power Systems, n. 3, vol. 14, 1999.
- [9] M. IMRAN, J. W. BIALEK, *Effectiveness of Zonal Congestion Management in the European Electricity Markets*, 2nd IEEE International Conference on Power and Energy, Johor Bahru, 1-3 dicembre 2008.
- [10] Terna, Valori dei limiti di transito fra le zone di mercato, Revisione 20 del 15/12/2014, disponibile su www.terna.it.
- [11] M. Dicorato, A. Minoia, R. Sbrizzai, M. Trovato, *A simulation tool for studying the day-ahead energy market: the case of Italy*, IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, vol. 1, 2002.
- [12] A. Berizzi, C. Bovo, M. Delfanti, E. Fumagalli, M. Merlo, *Simulation of a bid-based dispatch subject to inter-zonal transmission constraints*, IEEE Bologna PowerTech Conference Proceedings, 23-26 giugno 2003.
- [13] CESI, *Metodi di risoluzione delle congestioni di rete: studio su scenari attuali di esercizio e previsionali di mercato*, 30 giugno 2006, disponibile su www.ricercadisistema.it.

- [14] JIZHONG ZHU, *Optimization of power system operation*, 2nd Edition, Wiley-IEEE Press, 2015.
- [15] L. MIN, A. ABUR, *Total transfer capability computation for multi-area power systems*, IEEE Transactions on Power Systems, n. 3, vol. 21, 2006.
- [16] TERNA, *Procedura per la definizione dei limiti di transito tra le zone di mercato*, disponibile su www.terna.it.
- [17] A. BERIZZI, C. BOVO, M. DELFANTI, M. MERLO, M. S. PASQUADIBISCEGLIE, *A Monte Carlo Approach for TTC Evaluation*, IEEE Transactions on Power Systems, n. 2, vol. 22, 2007.
- [18] P. BRESESTI, D. LUCARELLA, P. MARANNINO, R. VAILATI, F. ZANELLINI, *An OPF-Based Procedure for Fast TTC Analyses*, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, vol. 3, 2002.
- [19] NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY COUNCIL (NERC), *Available Transfer Capability definitions and determination*, NERC Report, giugno 1996.
- [20] DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA ELETTRICA, UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PAVIA, *Sviluppo di un modello analitico di sensitivity della TTC (Total Transmission Capacity) rispetto a portata dei collegamenti esistenti e rispetto alla ubicazione delle nuove generazioni*, survey, luglio 2001.

4 Il modello nodale

La teoria del prezzo nodale è stata proposta da Schweppe, Caramanis e Bohn [1] al fine di fornire un modello che risolve il mercato e che garantisce una innovativa tecnica di gestione dei carichi. L'approccio è stato poi sviluppato da Hogan che ne ha evidenziato i numerosi vantaggi rispetto alla pratica zonale nell'ambito del dibattito su quale gestione delle congestioni adottare nell'area del New England, negli Stati Uniti d'America [2]. Il modello nodale è attualmente preferito in svariati Stati del Nord America tra cui la California e il Texas [3], la Nuova Zelanda, Singapore e l'Australia [4][5].

Si è diviso il modello in tre categorie a seconda del livello di semplificazione del problema da ottimizzare.

Esistono algoritmi che propongono un approccio nodale che interiorizzi il problema della regolazione di tensione, inclusa nei servizi ancillari di sistema, tramite la cosiddetta Voltage Value Function [6]. Questo modello, sebbene innovativo perché sfrutta la completa rappresentazione della rete di trasmissione per risolvere un problema aggiuntivo, non verrà trattato perché si discosta troppo dagli obiettivi dello studio.

4.1 Il modello base

Il modello di Mercato del Giorno Prima sfrutta un criterio economico per la scrittura della funzione obiettivo in cui compaiono l'energia elettrica, una delle variabili del problema.

Si considera un sistema elettrico con una rete di trasmissione costituita da N_n nodi e N_l lati.

VARIABILI

Le variabili del modello di ottimizzazione sono [7]:

- \mathbf{V}_M e \mathbf{V}_A vettori delle tensioni nodali in modulo e fase;
- \mathbf{P}_G vettore dell'energia elettrica oraria offerta dai generatori;
- \mathbf{P}_C vettore dell'energia elettrica oraria richiesta dalle offerte dei carichi;

- Q_G vettore dell'energia reattiva oraria prodotta dai generatori;
- Q_C vettore dell'energia elettrica richiesta dai carichi.

4.1.1 Rappresentazione elettrica degli elementi circuitali

Si è scelto di esprimere il modello nodale secondo la scrittura cartesiana, ossia il generico numero complesso viene espresso come:

$$N = \text{Re}(N) + j \text{Im}(N) \quad (4.1)$$

Il fatto che si adoperino numero complessi è conseguenza del considerare sistemi elettrici in corrente alternata (circuiti AC).

Il vettore delle tensioni nodali è invece espresso in coordinate polari come $V = V_M e^{jV_A}$. per rendere più agevole la scrittura delle equazioni di Power Flow.

Le linee elettriche costituenti il sistema elettrico sono state rappresentate tramite il modello a parametri concentrati a π , rappresentato in figura 4.1: sono caratterizzate dalla serie della resistenza e della induttanza lungo il lato preso in considerazione, mentre alle estremità di questo si pongono due elementi derivati caratterizzati da reattanze capacitive che identificano le capacità di esercizio, non trascurabili per elettrodotti di alta e altissima tensione.

$$Z = R + jX \quad (4.2)$$

La resistenza R di una linea indica che al passaggio di corrente vi è una dissipazione di potenza attiva persa per Effetto Joule. La reattanza X invece coinvolge la potenza reattiva: è legata alla presenza nei circuiti di corrente in regime alternato sinusoidale, che è la situazione che realmente si verifica nelle reti elettriche di trasmissione, e spiega gli scambi conservativi tra generatori e i bipoli reattivi rappresentati da induttori e condensatori.

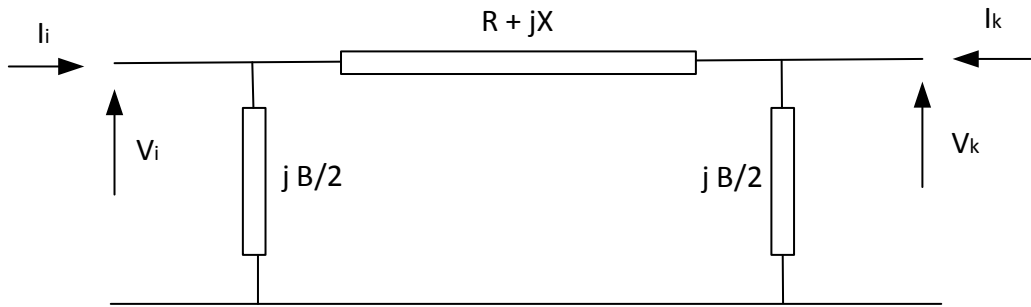


Figura 4.1 Rappresentazione delle linee

Definendo le seguenti quantità:

$$y_{ik} = \frac{1}{Z} \quad (4.3)$$

$$y_{ii} = y_{kk} = \frac{jB}{2} \quad (4.4)$$

la relazione [8] che intercorre tra le tensioni e tra le correnti dei due nodi collegati da un lato, prendendo come verso della corrente quello di I_i in figura 4.1, è la seguente:

$$V_i = \left(1 + \frac{ZjB}{2}\right) V_k + ZI_i \quad (4.5)$$

$$I_i = jB \left(1 + \frac{ZjB}{4}\right) V_k + \left(1 + \frac{ZjB}{2}\right) I_k \quad (4.6)$$

Per quel che riguarda i trasformatori, invece, si è adottato un modello di rete che tenga conto della presenza di Phase Shifter, come mostrato in figura:

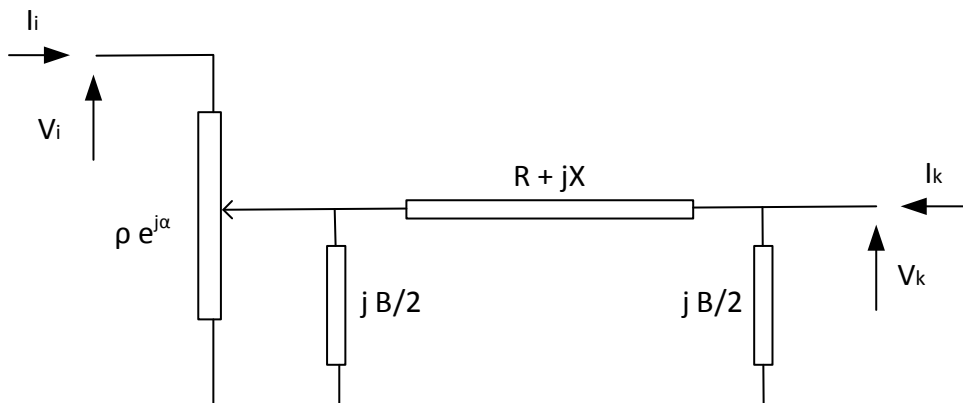


Figura 4.2 Rappresentazione dei trasformatori

$$k = \rho e^{j\alpha} \quad (4.7)$$

k indica il rapporto di trasformazione complesso, ciascuno dei quali si trova nel vettore \mathbf{k} . \underline{k} , invece, è il complesso coniugato di k . Il trasformatore è collocato all'estremità del nodo "from" del lato, che in figura 4.2 corrisponde al nodo di sinistra.

4.1.2 Matrice delle ammettenze

Queste formule possono ricondurre alla composizione della matrice delle ammettenze nodali, ovvero la matrice quadrata $N_n \times N_n$ (dove N_n è il numero dei nodi della rete) che spiega i dati elettrici della rete di trasmissione presa in esame tale per cui:

$$\mathbf{I} = \mathbf{Y}_{bus} \mathbf{V} \quad (4.8)$$

con \mathbf{I} che è il vettore delle correnti nodali.

Si trovano le correnti in funzione delle tensioni nodali e dei dati della rete.

Gli elementi della matrice delle ammettenze se la rete fosse composta da sole linee elettriche (in assenza di trasformatori) risulterebbero essere pari a:

$$Y_{ii} = \sum_k y_{ik} + y_{ii} \quad (4.9)$$

$$Y_{ik} = -y_{ik} \quad (4.10)$$

La prima espressione è relativa alle componenti diagonali della matrice, che risultano uguali alla sommatoria delle ammettenze dei lati che arrivano al nodo i più la suscettanza del nodo calcolata come

$$y_{ii} = \sum_k \frac{jB_{ik}}{2} \quad (4.11)$$

La matrice trovata in questo modo risulterebbe simmetrica. La presenza di trasformatori nella rete modifica la matrice delle ammettenze. Si può dimostrare che gli elementi della matrice delle ammettenze nodali relativi a trasformatori sono i seguenti [9]:

$$Y_{kk} = \sum_i y_{ki} + y_{kk} \quad (4.12)$$

$$Y_{ik} = -\frac{y_{ik}}{k} \quad (4.13)$$

$$Y_{ki} = -\frac{y_{ki}}{k} \quad (4.14)$$

$$Y_{ii}^* = \sum_k y_{ik} + y_{ii} \quad (4.15)$$

$$Y_{ii} = \frac{Y_{ii}^*}{kk} \quad (4.16)$$

Si noti che queste formule coincidono con le analoghe delle linee ponendo $k = 1$.

Per comodità si considerano gli elementi della matrice delle ammettenze nodali nella scrittura polare, ovvero come:

$$Y_{ik} = Y_{ik} e^{j\theta_{ik}} \quad (4.17)$$

FUNZIONE OBIETTIVO

La funzione obiettivo consiste nella massimizzazione del benessere sociale, definita come area tra la curva aggregata di domanda e la curva aggregata di offerta. Dato che si considera il modello di mercato, come già descritto nel capitolo 3, le offerte sono presentate sotto forma di coppie multiple. La funzione obiettivo, perciò, contiene doppie sommatorie che tengono conto sia della molteplicità dei generatori e dei carichi, sia della molteplicità dei gradini.

$$FO = \max(W) = \max[\sum_i^{N_g} \sum_k^3 P_{G_{ik}} p_{z_{ik}} (P_{G_{ik}}) - \sum_j^{N_c} \sum_t^2 P_{D_{it}} p_{z_{it}} (P_{D_{it}})] \quad (4.18)$$

Dove:

N_g è il numero dei generatori,

N_c è il numero dei carichi.

Si è posto il prezzo di offerta dei generatori pari al costo marginale, ovvero la derivata parziale del costo totale di produzione rispetto la quantità prodotta. Il costo di produzione è stato ipotizzato, coerentemente con i dati disponibili, una funzione polinomiale del secondo grado.

$$p_{z_i} = p_{z_i}(P_{G_i}) = cm_i = \frac{\partial CT}{\partial P} \quad (4.19)$$

$$CT_i(P_{G_i}) = a_{0_i} + a_{1_i} P_{G_i} + a_{2_i} P_{G_i}^2 \quad (4.20)$$

VINCOLI

EQUAZIONI DI POWER FLOW

Le equazioni di PF sono equazioni che esprimono la potenza attiva e reattiva iniettata (o energia attiva e reattiva oraria ipotizzando una potenza costante) in un nodo in funzione delle tensioni dei nodi collegati tramite lati al nodo considerato. Il loro soddisfacimento è necessario per assicurare che la configurazione del sistema elettrico trovata sia corretta e fisicamente realizzabile [10].

$$P_k - f_{P_k}(V_A, V_M) = 0 \quad \forall k = 1, \dots, N_n \quad (4.21)$$

$$Q_k - f_{Q_k}(V_A, V_M) = 0 \quad \forall k = 1, \dots, N_n \quad (4.22)$$

Dove N_n è il numero di nodi; P_k e Q_k , invece, rappresentano rispettivamente l'energia attiva e reattiva oraria iniettata nel nodo k e sono uguali a:

$$P_k = P_{G_k} - P_{D_k} \quad \forall k = 1, \dots, N_n \quad (4.23)$$

$$Q_k = Q_{G_k} - Q_{D_k} \quad \forall k = 1, \dots, N_n \quad (4.24)$$

Nello specifico l'energia calcolata dalle relazioni di PF (positiva se entrante nel nodo, ovvero se il nodo si comporta da generatore) si trova per mezzo delle seguenti formule:

$$f_{P_k}(V_A, V_M) = V_{M_k} \sum_q^{N_n} V_{M_q} Y_{kq} \cos(V_{A_k} - V_{A_q} - \theta_{kq}) \quad \forall k = 1, \dots, N_n \quad (4.25)$$

$$f_{Q_k}(V_A, V_M) = V_{M_k} \sum_q^{N_n} V_{M_q} Y_{kq} \sin(V_{A_k} - V_{A_q} - \theta_{kq}) \quad \forall k = 1, \dots, N_n \quad (4.26)$$

Y_{kq} modulo dell'elemento kq della matrice delle ammettenze \mathbf{Y}_{bus}

θ_{kq} fase dell'elemento kq della matrice delle ammettenze \mathbf{Y}_{bus}

LIMITI DI UPPER & LOWER BOUND

I limiti di funzionamento dei generatori sono descritti dalle curve di capability delle macchine sincrone, in cui esistono limiti di produzione minimi e massimi. Un esempio di tali curve è rappresentato in figura 4.3.

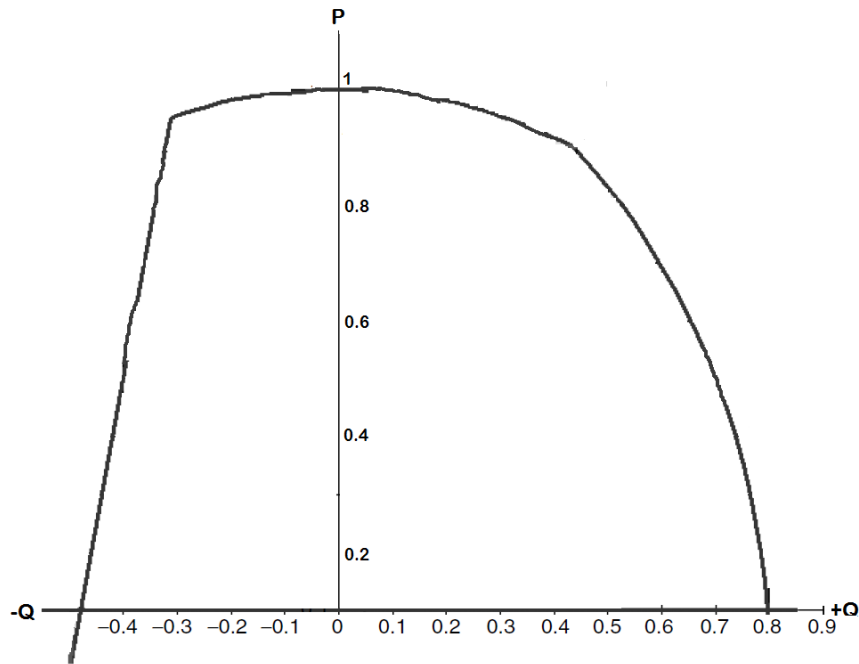


Figura 4.3 Esempio di curva di capability di una macchina sincrona [11]

Siccome il mercato e le sue regole rimangono immutati, si prendono in esame offerte a gradino costituite da coppie quantità-prezzo come per il modello zonale, che per i consumatori rappresentano la massima disponibilità a pagare quella quantità mentre per i generatori la minima valutazione della quantità prodotta. Le offerte dei produttori solitamente possono essere fino a tre per ogni operatore: occorre quindi fissare gli intervalli in cui la variabile di produzione può essere contenuta per ogni gradino.

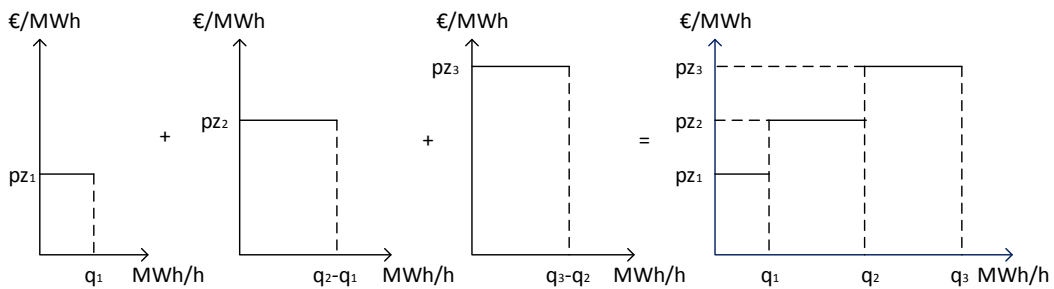


Figura 4.4 Frazionamento dell'offerta di un generatore

Per ogni gradino avremo una variabile e una disuguaglianza inferiore e superiore:

$$P_{G_{i_k}}^{min} \leq P_{G_{i_k}} \leq P_{G_{i_k}}^{max} \quad k \in \{1,2,3\} \quad (4.27)$$

$$P_{G_i} = \sum_k^3 P_{G_{i_k}} \quad (4.28)$$

Le offerte dei clienti sono state modellizzate come funzioni a due gradini, per cui anche qui vengono definite e limitate due variabili.

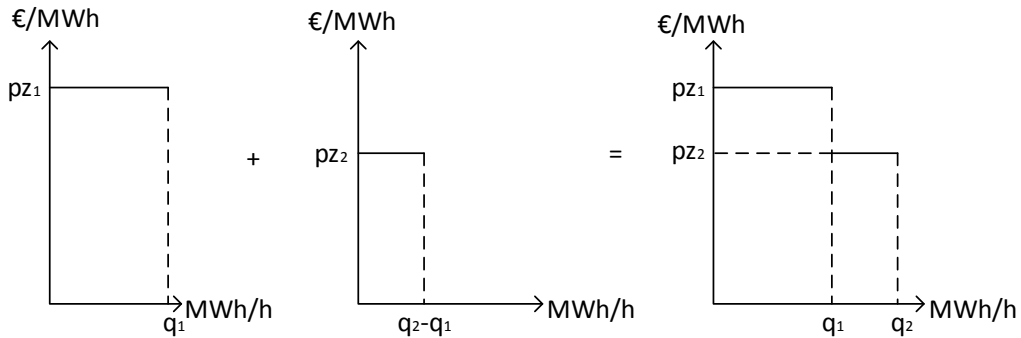


Figura 4.5 Frazionamento dell'offerta di un consumatore

$$P_{D_{j_k}}^{min} \leq P_{D_{j_k}} \leq P_{D_{j_k}}^{max} \quad k \in \{1,2\} \quad (4.29)$$

$$P_{D_k} = \sum_k^2 P_{D_{i_k}} \quad (4.30)$$

In particolare, i limiti inferiori di ogni gradino di offerta in acquisto e in vendita sono pari al valore nullo, in accordo con quanto descritto nel capitolo 3.

INTERVALLI DELLE VARIABILI ELETTRICHE NODALI

Le variabili del problema di ottimizzazione devono essere all'interno di un intervallo definito di valori per impedire che il modello trovi un punto di ottimo non tecnicamente realizzabile. Un corretto esercizio del sistema elettrico richiede che il modulo delle tensioni nodali rientri in un opportuno range di ammissibilità. Medesimo discorso vale per le fasi delle tensioni nodali. Per tale motivo sono introdotti i vincoli 4.31 e 4.32.

$$V_{M_i}^{min} \leq V_{M_i} \leq V_{M_i}^{max} \quad (4.31)$$

$$V_{A_i}^{min} \leq V_{A_i} \leq V_{A_i}^{max} \quad (4.32)$$

4.2 Il modello con vincoli N

A seconda del criterio di sicurezza adottato dal Transmission System Operator (TSO), è necessario introdurre nel modello di OPF opportuni vincoli di sicurezza. Nel seguito sono descritti i vincoli di sicurezza N.

VINCOLI DI SICUREZZA N

Il criterio di sicurezza in N impone che le correnti del sistema elettrico in condizioni nominali si mantengano al di sotto di valori limite calcolati preventivamente. Le correnti circolanti nelle linee elettriche sono calcolate nella loro componente reale e complessa:

$$\mathbf{I}_{branch,re} - Re(\mathbf{Y}_{branch}\mathbf{V}) = 0 \quad (4.33)$$

$$\mathbf{I}_{branch,im} - Im(\mathbf{Y}_{branch}\mathbf{V}) = 0 \quad (4.34)$$

$\mathbf{I}_{branch,re}$ e $\mathbf{I}_{branch,im}$ sono i vettori delle parti reali e immaginarie delle correnti nei lati. \mathbf{Y}_{branch} identifica la matrice delle ammettenze dei lati ed è di dimensione $N_l \times N_n$, con N_l pari al numero dei lati della rete e N_n pari al numero di nodi nella rete. Il prodotto di tale matrice per il vettore delle tensioni nodali fornisce il valore della corrente su ciascun lato della rete [12]. Il modulo delle correnti può essere controllato al di sotto dei limiti termici di corrente, i quali sono i limiti maggiormente restrittivi e violati. Per il criterio di sicurezza N, che garantisce che ogni linea o trasformatore abbia, in condizioni nominali, una corrente minore del valore massimo consentito, il vincolo di disuguaglianza viene scritto nel seguente modo:

$$\sqrt{I_{branch,re}^2 + I_{branch,im}^2} - I_{branch}^{\max_N} \leq 0 \quad (4.35)$$

Il vettore $\mathbf{I}_{branch}^{\max_N}$ che contiene i valori massimi di corrente dei lati.

4.3 Il modello con vincoli N ed N-1

Si illustrano ora i vincoli di sicurezza N-1, completando il modello precedente tramite relazioni che considerano come criterio di sicurezza quello N-1.

VINCOLI DI SICUREZZA N-1 CORRETTIVA

Il criterio di sicurezza N-1 correttivo afferma che ogni linea e trasformatore, in condizioni nominali di funzionamento del sistema elettrico deve soddisfare il vincolo in N, in più richiede che, in presenza di un guasto di un elettrodotto, tutte le linee non interessate dal guasto vedano un valore di corrente inferiore ad un determinato limite soglia; inoltre richiede che sia previsto entro un tempo predefinito un intervento che risolva la problematica. In termini algebrici il criterio viene tradotto in disuguaglianze che coinvolgono le componenti reali e complesse delle correnti e i limiti di trasporto in N-1 espressi in correnti.

$$\sqrt{I_{branch,re}^{2N-1} + I_{branch,im}^2} - \mathbf{m} * I_{branch}^{\max N} \leq 0 \quad (4.36)$$

L'espressione sopra riportata mostra l'introduzione di nuovi parametri: \mathbf{m} è il vettore dei coefficienti correttivi della componente reale delle correnti dei lati in condizioni N-1; il generico elemento è pari a 1.1 se si tratta di un trasformatore, altrimenti è 1.2 (linea). $I_{branch,re}^{N-1}$, invece, è il vettore della parte reale delle correnti dei lati considerate critiche in condizioni di sicurezza N-1.

Il calcolo rigoroso delle correnti circolanti nei lati dovrebbe essere fatto effettuando molteplici calcoli di Power Flow sulla rete ognuno corrispondente al guasto di un elettrodotto. Il calcolo dei valori di corrente nelle effettive condizioni di funzionamento della rete è irrealizzabile perché le possibili configurazioni di guasto sarebbero molto numerose che provocherebbe, per sistemi di elevate dimensioni, un aumento non trascurabile dei tempi di computazione. Questa metodologia di calcolo non viene perciò applicata in algoritmi di ottimizzazione. Si preferisce calcolare le parti reali delle correnti in condizioni N-1 tramite un'approssimazione verificata abbastanza fondata: si somma alla corrente calcolata in condizioni N un coefficiente che moltiplica la parte reale della corrente dell'elettrodotto andato fuori servizio.

$$I_{branch,re}^{N-1} - I_{branch,re} - \beta I_{branch,re}^{contingencies} = 0 \quad (4.37)$$

β è chiamata matrice dei coefficienti di perturbazione. $I_{branch,re}^{contingencies}$ è il vettore delle parti reali delle correnti appartenenti ai rami che possono andare fuori servizio.

4.3.1 Calcolo della matrice beta

Il calcolo delle correnti in condizioni N-1 è una procedura che può essere affrontata direttamente risolvendo diversi Power Flow aventi come punto iniziale di iterazione il punto di soluzione della rete integra.

L'analisi di un sistema elettrico tramite calcoli di Power Flow è fondamentale per una buona gestione operativa, il controllo, la stabilità e l'affidabilità del sistema. Le principali informazioni che si ottengono da questo importante strumento numerico applicato ai sistemi elettrici sono la potenza attiva e reattiva che fluisce in ogni linea elettrica, la tensione in modulo e fase per ogni nodo.

Questa procedura, unita alla verifica della non violazione dei vincoli per ogni caso, richiede però tempi di esecuzione tanto elevati quanto più complessa è la rete (in termini di numero di nodi e lati). Di contro però, rimane lo strumento migliore in termini di precisione di calcolo.

Per rendere più agevole questo compito, ossia lo studio del comportamento della rete in termini di correnti di lato in condizioni di guasto, viene in aiuto il metodo delle perturbazioni. Il calcolo dei Linear Outage Distribution Factors (LODF), che si basa su un'applicazione del lemma di Woodbury [13], relativo al calcolo dell'inversa di una matrice modificata tramite l'aggiunta di una matrice di rango pari al numero di guasti simultaneamente considerati, permette di valutare i valori di regime post-guasto dei flussi di potenza nei rami della rete considerati, a partire dai valori corrispondenti al regime del sistema integro [14].

Esso permette di pervenire a valori approssimati di correnti in condizioni N-1 eseguendo un solo Power Flow a rete integra. In questo modo i tempi di calcolo vengono notevolmente ridotti a discapito però di una precisione di soluzione non elevata quanto il precedente metodo.

La corrente che percorre un generico lato i che collega due nodi h e l , a seguito del fuori servizio del collegamento j tra altri due nodi, r ed s , può essere calcolata tramite la seguente espressione:

$$I_{branch_i}^{N-1} = I_{branch_i} + \beta_{ij} I_{branch_j} \quad (4.38)$$

dove β_{ij} rappresenta un elemento facente parte della matrice β . È calcolato in funzione dei dati elettrici dei nodi e lati come:

$$\beta_{i,j} = \frac{1}{y_{rs}} \frac{y_{hk}}{\alpha_{rs}} (Z_{rh} - Z_{sh} - Z_{rk} - Z_{sk}) \quad (4.39)$$

con y_{hk} che indica l'ammettenza del collegamento esistente tra i nodi h e k e Z_{rh} è l'elemento $r - h$ della matrice delle impedenze (ossia della matrice inversa di quella delle ammettenze).

Il rimanente parametro α_{rs} è anch'esso funzione delle caratteristiche della rete.

$$\alpha_{rs} = \frac{1}{y_{rs}} - (Z_{rr} - Z_{ss} - 2Z_{rs}) \quad (4.40)$$

I coefficienti calcolati dipendono dalla topologia e dai dati elettrici della rete, e sono invarianti rispetto alle variazioni di potenza sulla rete; sono in generale numeri complessi. In prima approssimazione, però, le reti elettriche di trasmissione sono caratterizzate da presentare valori di reattanza molto maggiori della resistenza. Pertanto, assumendo nulla quest'ultima e trascurando gli elementi derivati verso terra (ipotesi adottata nel Power Flow in corrente continua), il coefficiente di riporto β_{ij} usualmente si semplifica e viene considerato un numero reale.

$$R \ll X$$

$$\alpha_{rs} = \frac{1}{y_{rs}} - (X_{rr} - X_{ss} - 2X_{rs}) \quad (4.41)$$

$$\beta_{hl,rs} = \frac{1}{b_{rs}} \frac{b_{hk}}{\alpha_{rs}} (x_{rh} - x_{sh} - x_{rk} - x_{sk}) \quad (4.42)$$

Le x sono elementi della matrice delle reattanze definita come l'inversa cambiata di segno della matrice delle suscettanze B (ossia dell'inverso della matrice delle ammettenze costruita sotto l'ipotesi di ritenere nulle tutte le resistenze, di considerare trascurabili gli elementi derivati verso terra dei parametri elettrici delle linee e di ritenere pari a 1 tutti i rapporti in per unità dei trasformatori).

Un'approssimazione del genere porterà a risultati non ottimali per reti poco magliate, in cui il contributo della componente immaginaria delle correnti si fa più rilevante, mentre per la rete italiana rappresenta un buon compromesso tra semplicità di calcolo e precisione della soluzione.

Da qui si perviene alla formula già illustrata precedentemente:

$$I_{branch,re}^{N-1} - I_{branch,re} - \beta I_{branch,re}^{contingencies} = 0 \quad (4.43)$$

4.3.2 Contingency ranking

Esistono articoli che consigliano procedure probabilistiche per definire se determinate condizioni operative sono da definire sicure o no [15]. Gli autori hanno osservato che i criteri di sicurezza devono sempre più risultare adattati alla situazione specifica. Essi suggeriscono la valutazione di rischio come possibile soluzione che impone di calcolare il rischio come prodotto tra la probabilità che un determinato evento (come un guasto) si verifichi e la pericolosità delle conseguenze indesiderate dell'evento considerato. Per combinare la gestione tecnica della rete alla valutazione economica dell'impatto dei guasti, il fattore di rischio può quindi essere confrontato con i benefici del medesimo evento oppure con un valore soglia che identifica il massimo livello di rischio accettabile. Queste procedure rappresentano strumenti adeguati per una gestione flessibile del sistema elettrico, tuttavia la trattazione di funzioni di probabilità legate all'incertezza dell'accadimento di un determinato evento ne limita l'applicazione. Questi metodi infatti vengono seguiti prevalentemente per operazioni che seguono al mercato dell'energia.

Sono poi presenti in letteratura studi che propongono calcoli semplificati di Power Flow per la valutazione della sicurezza in seguito a guasti [16][17]. È già stato notato che questo tipo di approccio, basato sulla Fast Contingency Analysis [14], permette una buona precisione di analisi. Un altro metodo numerico ampiamente diffuso per questo scopo è il metodo di Newton Raphson [18]. Il loro utilizzo non si limita alla mera verifica del rispetto o meno di specifici vincoli di sicurezza, bensì rappresentano uno strumento che si colloca all'interno degli algoritmi che compiono il cosiddetto "contingency ranking". Costituiscono strategie di identificazione delle linee che portano ad un esercizio problematico della rete di

trasmissione. Sono analisi che permettono di stilare in modo veloce e relativamente semplice una classifica dei guasti per mezzo di indici di performance basati sui parametri elettrici che definiscono lo stato di sicurezza del sistema. Possono riguardare le tensioni nodali [19], le correnti dei lati (o transiti di potenza) o entrambe [20]. Questo è giustificato dal fatto che i guasti solitamente causano sovraccarico eccessivo delle linee, profili di tensioni non soddisfacenti o addirittura al collasso. Sono due classificazioni distinte e indipendenti perché è stato dimostrato [21] che guasti che causano problemi di potenza lungo le linee non influenzano necessariamente le tensioni nodali, e viceversa. I criteri che coinvolgono le tensioni nodali divengono utili in azioni di gestione e controllo della stabilità del sistema che sono rimandate allo scopo del mercato elettrico, mentre quelli che utilizzano le correnti circolanti nelle linee elettriche sono le più appropriate al modello proposto perché prendono in esame le congestioni, che rappresentano un problema di potenza attiva. Questo strumento permette perciò di passare da una numerosa lista di potenziali guasti ad una ristretta insieme di indici di linee critiche.

L'idea proposta dalla letteratura [22] prevede l'analisi di ogni scatto linea ($i \in \{scatto_linea\}$) attraverso il calcolo di un indice di pericolosità per ogni linea che rispecchia quanto il transito si avvicina alla sua capacità massima.

Viene innanzitutto normalizzata la potenza attiva circolante in ogni lato, poi viene associata a tale grandezza una variabile linguistica che caratterizza il grado di pericolosità per quella specifica linea (l'articolo considera diversamente il grado di pericolosità per l'alta tensione e l'altissima tensione)

$$x_l^i = \frac{P_l^i}{P_{l,max}} \quad (4.44)$$

Tabella 4.1 Distribuzione delle variabili linguistiche in funzione dei flussi di potenza normalizzati

	VS	S	M	L	VL
Variabile linguistica	(very small)	(small)	(medium)	(large)	(very large)
Flusso normalizzato (AT)	0 – 0.6	0.6 – 0.9	0.9 – 1.0	1.0 – 1.3	1.3 - ∞
Flusso normalizzato (AT)	0 – 0.35	0.35 – 0.45	0.45 – 0.6	0.6 – 1	1 - ∞

Ad ogni variabile linguistica corrisponde un intervallo di indici di severità, e ad ogni indice corrisponde una funzione di appartenenza. Si continua calcolando i valori delle cinque funzioni moltiplicando la funzione elementare per il numero di eventi che appartiene a quella classe di variabile linguistica.

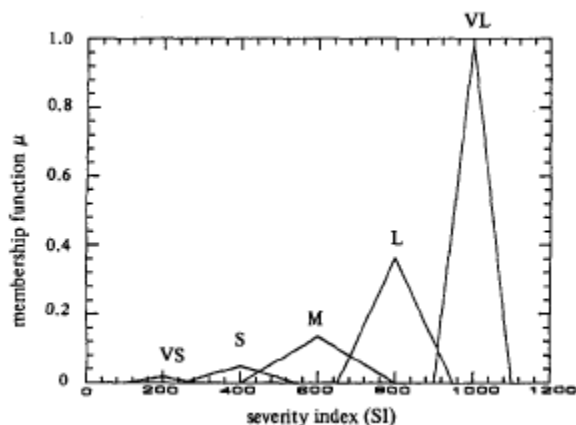


Figura 4.6 Funzione di appartenenza

La funzione individuata ha un significato simile ad una funzione di densità di probabilità: più la funzione di appartenenza è alta, più significa che la maggior parte delle linee cade nel grado di pericolosità associato. Dopodiché si integra su tutto il dominio e si divide per due il risultato ottenuto. Bisogna chiarire che l'integrazione e la divisione finale fa parte di uno degli approcci (Center of Gravity Algorithm [23][24][25]) comunemente utilizzati per il calcolo degli indici di pericolosità complessivi, ma in letteratura se ne possono trovare tanti altri.

Il parametro finale identificato caratterizza il grado di severità generale per lo scatto linea preso in considerazione. Si ripete questo procedimento per tutti gli scatti linea e si stila una classifica crescente in base al valore dell'indice complessivo. Una volta che l'operatore del sistema indica una soglia di pericolosità, si arriva alla lista finale degli scatti linea da considerare critici e da includere nel modello di OPF.

4.4 Analisi dei prezzi nodali

Lo studio del problema duale relativo al modello nodale ci permette di identificare e studiare in dettaglio i prezzi nodali, che sono riferiti ai nodi e rappresentano il costo aggiuntivo di fornitura di una quantità unitaria di energia elettrica. Il prezzo nodale di un nodo è costituito da tre voci di costo il quello marginale di generazione, quello derivante dal rispetto dei vincoli di congestione e infine delle perdite di trasmissione [26].

$$\text{prezzo nodale} = f(\text{generazione}, \text{congestioni}, \text{perdite di trasmissione})$$

Il prezzo nodale è individuato dalle variabili duali dei vincoli di uguaglianza che descrivono i bilanci nodali di potenza attiva, ovvero i bilanci di Power Flow: esse corrispondono alle componenti del moltiplicatore di Lagrange [26]. Lo studio dei prezzi nodali consente di scoprire qual è il reale costo per consegnare l'energia alle diverse località lungo la rete nazionale e di condurre interessanti osservazioni.

In generale si può innanzitutto notare che le componenti del moltiplicatore di Lagrange sono negative in quanto, per come è stata descritta la funzione obiettivo, la variazione di un generico vincolo porta all'individuazione di una nuova soluzione diversa dal punto ottimo, con una diminuzione, quindi, del benessere sociale. Il prezzo nodale è, perciò, l'opposto del valore identificato dai moltiplicatori delle bilanci di potenza.

In assenza di vincoli di corrente e di perdite di potenza lungo la rete, i prezzi nodali sono tutti uguali e coincidono con il Market Clearing Price. Ciò indica che la fornitura aggiuntiva di energia elettrica comporta, per ogni nodo, un esborso che è pari all'ultima offerta di generazione accettata, questo perché è l'impianto che sarà chiamato a produrre la quantità richiesta [27]. Questa situazione coincide con il risultato zonale del mercato attuale.

L'analisi dei prezzi diventa più complessa nel momento in cui si introducono le perdite di trasmissione. Questo è dovuto al fatto che la soluzione del mercato può cambiare rispetto al caso precedente. Tali osservazioni sono possibili da dettagliare tramite i test che verificano il modello, presenti nel capitolo 5. Con il modello nodale l'ottimizzazione della funzione obiettivo è influenzata da più vincoli rispetto a quello zonale, per questo motivo è difficile

identificare una logica di risoluzione chiara rispetto l'incrocio delle curve di offerta per il modello zonale di mercato attualmente in uso. Se vengono introdotte le perdite di trasmissione, il nodo dell'ultimo generatore accettato manterrà lo stesso prezzo nodale, pari al MCP. I restanti nodi avranno prezzi che si discosteranno dal prezzo di equilibrio del mercato: le loro componenti del moltiplicatore di Lagrange rimangono abbastanza simili al MCP; la variazione di costo rispetto al caso base trova giustificazione dal contributo delle perdite di trasmissione [1].

L'incremento del generico vincolo i relativo all'equazione di Power Flow nel nodo k può essere visto come un'aggiunta di un carico P_{C_k} nel nodo k . Tale aggiunta porta il mercato ad accettare un'offerta dal generatore disponibile a produrre ad un prezzo uguale o immediatamente maggiore al MCP precedentemente trovato: tale offerta sarà pari a P_{C_k} più le perdite di rete che si riscontrano tra il nodo del generatore accettato e il nodo k .

Si giustifica, così, perché, in corrispondenza del nodo dell'ultimo generatore accettato, vi sia un moltiplicatore di Lagrange uguale al prezzo di equilibrio. Nel nodo vi sarà un carico fittizio $P_{C_{\bar{k}}}$ che sarà compensato dallo stesso nodo: le perdite di rete saranno quindi nulle perché la compensazione avviene all'interno dello stesso nodo.

Quando, invece, accade che l'ultima offerta accettata ha saturato la capacità produttiva del generatore, il contributo di partenza al prezzo nodale dettato dalla generazione sarà rappresentato dall'offerta disponibile subito dopo.

In presenza dei vincoli di corrente [2] la situazione cambia completamente e diventa più complessa: i prezzi rimangono differenziati a seconda delle perdite di trasmissione, tuttavia si ottiene una distribuzione dei costi nodali ancora più frammentata. In corrispondenza delle violazioni di corrente si osservano le maggiori differenze tra prezzi, i nodi importatori che presentano collegamenti saturati hanno i prezzi più elevati (in valore assoluto) mentre i nodi esportatori quelli più convenienti.

Il modello rappresenta un utile strumento per analizzare il comportamento di sistemi elettrici e quali implicazioni ha dal punto di vista sia tecnico, sia economico, nonostante la comprensione del suo funzionamento non sia banale.

Bibliografia di capitolo

- [1] M. C. CARAMANIS, R. E. BOHN, F. C. SCHWEPPE, *Optimal spot pricing: theory*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, n. 9, vol. PAS-101, 1982.
- [2] W. HOGAN, *Transmission Congestion: The Nodal-Zonal Debate Revisited*, Harvard University, John F. Kennedy School of Government, Center for Business and Government, 1999, disponibile su www.ksg.harvard.edu.com.
- [3] S. N. SIDDIQI, *Innovative Market Design and Mitigation Methods in the ERCOT Nodal Market*, IEEE Power Engineering Society General Meeting, Tampa, 24-28 giugno 2007.
- [4] H. OUTHRED, *The competitive market for electricity in Australia: why it works so well*, Proceedings of the 33rd Annual Hawaii International Conference on System Sciences, Maui, 4-7 gennaio 2000.
- [5] V. MATHIESEN, *Mapping of selected markets with Nodal pricing or similar systems Australia, New Zealand and North American power markets*, NVE, report 2, 2011, disponibile su www.nve.no.
- [6] S. G. KIM, *Solving a Nodal Spot Market with Voltage Value Functions Using a Hybrid Optimization Algorithm*, 2004 International Conference on Power System Technology, vol. 1, Singapore, 21-24 novembre 2004
- [7] C. Bovo, V. Ilea, M. Subasic, F. Zanellini, C. Arigoni, R. Bonera, *Improvement of Observability in Poorly Measured Distribution Networks*, IEEE Power Systems Computation Conference, Breslavia, 18-22 agosto 2014.
- [8] M. GASPARI, *Studio di un reattore trifase per inverter fotovoltaico*, tesi di laurea magistrale, dipartimento di Ingegneria Industriale presso Università degli Studi di Padova, A.A. 2013-2014, disponibile su tesi.cab.unipd.it.
- [9] R. D. ZIMMERMAN, C. E. MURILLO-SÁNCHEZ, R. J. THOMAS, *MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education*, IEEE Transactions on Power Systems, n. 1, vol. 26, 2011.
- [10] CESI, *Metodi di risoluzione delle congestioni di rete: studio su scenari attuali di esercizio e previsionali di mercato*, 30 giugno 2004, disponibile su www.ricercadisistema.it.

- [11] <http://electrical-zone.blogspot.it/2014/01/synchronous-generator-curves-i.html>.
- [12] R. D. ZIMMERMAN, C. E. MURILLO-SÁNCHEZ, *MATPOWER 5.1, User's Manual*, Power Systems Engineering Research Center (PSERC), 2015.
- [13] A. S. DEBS, *Modern power systems control and operation*, Capitolo IV, Kluwer Academic Publishers, Boston, 1988.
- [14] M.K. ENNS, J.J. QUADA, B. SACKETT, *Fast linear contingency analysis*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, n. 4, vol. PAS-101, 1982.
- [15] A. BERIZZI, C. BOVO, E. FUMAGALLI, E. A. GRIMALDI, *Security assessment in operation: a comparative study of probabilistic approaches*, IEEE PowerTech Conference, vol. 1, Bologna, 23-26 giugno 2003.
- [16] G. P. GRANELLI, M. MONTAGNA, G. L. PASINI, P. MARANNINO, *Vector computer implementation of power flow outage studies*, IEEE Transactions on Power Systems, n. 2, vol. 7, 1992.
- [17] G. P. GRANELLI, M. MONTAGNA, G. L. PASINI, P. MARANNINO, *A W-matrix based fast decoupled load flow for contingency studies on vector computers*, IEEE Transactions on Power Systems, n. 3, vol. 8, 1993.
- [18] T. S. N. R. K. SRINIVAS, K. RAMESH REDDY, V. K. D. DEVI, *Application of Fuzzy Logic Approach for obtaining Composite Criteria based Network Contingency Ranking for a Practical Electrical power systems*, Proceedings of 2009 Student Conference on Research and Development, Serdang , 16-18 novembre 2009.
- [19] S. GREENE, I. DOBSON, F. L. ALVARADO, *Contingency ranking for voltage collapse via sensitivities from a single nose curve*, IEEE Transactions on Power Systems, n. 1, vol. 14, 1999.
- [20] H. ZAKIR, Z. CHEN, P. THOGERSEN, *Fast and precise method of contingency ranking in modern power system*, IEEE Jordan Conference on Applied Electrical Engineering and Computing Technologies (AEECT), Amman, 6-8 dicembre 2011.
- [21] F. ALBUYEH, A. BOSE, B. HEATH, *Reactive power considerations in automatic contingency selection*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, n.1, vol. PAS-101, 1982.
- [22] Y. Y. HSU, H. C. KUO, *Fuzzy-set based contingency ranking*, IEEE Transactions on Power Systems, n. 3, vol. 7, 1992.

- [23] J. J. OSTERGAARD, *Fuzzy logic control of a heat exchanger process*, in: *Fuzzy Automata and Decision Processes*, M. M. Gupta, G. N. Gains and B. R. Saridis, Elsevier, 1977.
- [24] P.J. KING AND E.H. MAMDANI, *The application of fuzzy control systems to industrial processes*, in: *Fuzzy Automata and Decision Process*, M. M. Gupta, G. N. Gains and B. R. Saridis, Elsevier, 1977.
- [25] E. H. MAMDANI, J. J. OSTERGAARD, AND E. LEMBESSIS, *Use of fuzzy logic for implementing rule-based control of industrial processes*, in: *TIMS Studies in the Management Sciences*, 1984.
- [26] S. M. H. NABAVI, M. A. S. MASOUM, A. KAZEMI, *Congestion Management in Nodal Pricing With Genetic Algorithm*, International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems, Nuova Delhi, 12-15 dicembre 2006.
- [27] H. SINGH, S. HAO, A. PAPALEXOPOULOS, *Transmission Congestion Management in Competitive Electricity Markets*, IEEE Transactions on Power Systems, n. 2, vol. 13, 1998.

Parte 3: il modello nodale proposto:
implementazione, verifica &
validazione, applicazione

5 Il modello proposto di Security Constrained Optimal Power Flow

5.1 Motivazione

In un mercato in cui è adottata una gestione zonale delle congestioni, sulla base dei programmi definiti dal MGP e dal MI, gli operatori di mercato immetterebbero o preleverebbero quantità di energia non compatibili con i vincoli di rete (dunque non eseguibili fisicamente). Questo è vero per i vincoli intrazonali che nel MGP vengono trascurati. In primo luogo si osserva da simulazioni che seppur la gestione delle congestioni intrazonali è rimandata al MSD, esse si verificano in zone dove i vincoli interzonali non sono ancora attivi. Questo conferma quanto ha dimostrato la letteratura sul fatto che l'adozione di zone prestabilite possa causare importanti modifiche ai risultati del mercato. Inoltre la difficoltà di identificare valori di TTC che rappresentino in maniera realistica le configurazioni di rete provocate da differenti profili di generazione e di carico, sottolinea ancor più il contributo che un approccio nodale alle congestioni potrebbe portare a favore di un mercato più trasparente, e quindi efficiente [1].

In secondo luogo, il fatto che il modello zonale non veda completamente i vincoli di trasporto e riduca la rete di trasmissione a delle linee equivalenti, fa sì che i segnali di prezzo siano spesso fuorvianti [2].

Viceversa, una risoluzione del mercato che mostra nella sua interezza il sistema elettrico e la propria rete di trasmissione permette di inviare ai produttori corretti segnali di prezzo incentivando la localizzazione efficiente delle unità di produzione [3].

In terzo luogo, un disegno di mercato nodale rende ancora più esplicito il valore economico della capacità di trasmissione, scarsa, pari alla differenza tra i prezzi dei nodi tra i quali si verifica una qualsiasi congestione. Si tratta di un elemento molto importante ai fini di una valutazione quantitativa dei benefici economici di lungo periodo legati allo sviluppo della rete di trasmissione nazionale.

Infine, se in presenza di un disegno di mercato zonale si riduce il rischio di allineamento del prezzo uniforme nazionale verso i valori di prezzo attesi nella zona con prezzi più alti, nel caso nodale questa problematica sparirebbe del tutto, essendo che ad ogni punto fisico di

produzione è associato un prezzo nodale [4]. Tutto ciò porterebbe ad una diminuzione del costo dell'energia elettrica complessivamente pagato dai consumatori.

L'adozione di una gestione delle congestioni di tipo nodale nel MGP:

- impedirebbe che la riconciliazione dei flussi di energia con tutti i vincoli di rete si svolgesse interamente sul MSD, riducendo notevolmente l'aggravio dei costi per la gestione di tale mercato per il TSO italiano, costi che altrimenti verrebbero scaricati sui cosiddetti "oneri di riserva e di bilanciamento" e dunque sul prezzo finale dell'energia elettrica a carico dei consumatori;
- renderebbe la gestione degli squilibri momentanei, e sempre possibili, tra domanda e offerta più efficiente, che rappresenta il vero banco di prova per il libero mercato rispetto al monopolio.

In sintesi, la separazione del mercato dell'energia in nodi fisici consente di risolvere i rischi di congestione strutturali già in base ai flussi programmati nel mercato all'ingrosso e di garantire la sicurezza del sistema a costi più vantaggiosi, lasciando a Terna l'attività di acquisire le risorse necessarie a garantire l'equilibrio del sistema durante il MSD.

Per capire a livello approfondito l'impatto dei vincoli di trasmissione sull'esito del mercato elettrico e per chiarire se la tendenza a ridurre i margini operativi sia un importante presupposto per una gestione efficiente e flessibile del sistema elettrico si è deciso di adoperare gli strumenti di analisi forniti dalla modellazione nodale della rete di trasmissione nazionale. In aggiunta, il modello include i vincoli di sicurezza, insieme alle relazioni di Power Flow che esprimono i bilanci di potenza a livello puntuale: si tratta perciò di un Security Constrained Optimal Power Flow (SCOPF).

Il modello nodale permette di adeguare i prezzi del mercato dell'energia in modo che essi riflettano il loro valore in base al luogo in cui i nodi sono collocati considerando le congestioni e le perdite di trasmissione. In questo modo si supera il tradizionale modello zonale, adoperato dalla maggioranza degli Stati europei a causa della complessità della rete elettrica [2], che crea segnali di prezzo controversi e spesso non corretti [3].

Si è scelto di implementare il modello tramite un algoritmo che sfrutta il metodo del punto interno per la risoluzione del problema non lineare perché rappresenta la miglior soluzione adottata dalla letteratura scientifica in campo di gestione nodale e Optimal Power Flow [5]. Nonostante ciò, studi indicano quali possibili alternative per l'ottimizzazione di modelli nodali algoritmi genetici [6][7] per l'individuazione dei profili di generazione ottimali.

5.2 La struttura del modello

Il modello prevede la scrittura di codici su due programmi di calcolo numerico che sono Matlab e GAMS.

Matlab viene utilizzato all'inizio del processo per la lettura dei dati in ingresso delle reti, tramite cui vengono generate le offerte di acquisto e di vendita. Alla fine invece lo si adopera per la verifica finale delle linee preventivamente pericolose qualora sia adottato il modello che include i vincoli di sicurezza in N-1. Sono stati creati da zero codici che adempissero a tali scopi. Inoltre è stata implementata una procedura per la conversione dei dati contenuti in file formato Matlab in un formato leggibile in GAMS.

GAMS rappresenta il software che ottimizza il problema. Tramite algoritmi numerici della propria libreria è possibile risolvere il modello di mercato, implementato sullo stesso programma di calcolo scrivendo le equazioni che spiegano i vincoli e l'obiettivo del Mercato del Giorno Prima secondo una gestione nodale delle congestioni. La figura 5.1 illustra attraverso un diagramma a blocchi la struttura del lavoro e in seguito si descrive la logica dietro alla quale si fonda quanto codificato.

Le reti studiate sono reti disponibili su portali (informatici) scientifici per scopi puramente accademici.

I dati delle reti sono contenuti in files di formato MatPower. Essi contengono:

- La potenza di riferimento per il calcolo in per unità,
- La matrice che contiene i dati dei nodi,
- La matrice con i dati dei lati (linee elettriche e trasformatori),
- La matrice con le caratteristiche dei generatori individuati nel sistema elettrico,
- La matrice con i costi di generazione dei generatori, attraverso i coefficienti delle funzioni polinomiali o lineari,
- Eventuali matrici o vettori con informazioni aggiuntive sulle stazioni identificate dai nodi, sugli impianti di generazione o sulle linee di collegamento.

La funzione che prepara i parametri da far esaminare a GAMS chiama in input il file di rete e l'indice che indica quale modello di sicurezza (base, senza vincoli=1, vincoli in sicurezza N=2, vincoli in sicurezza N-1=3) si sceglie.

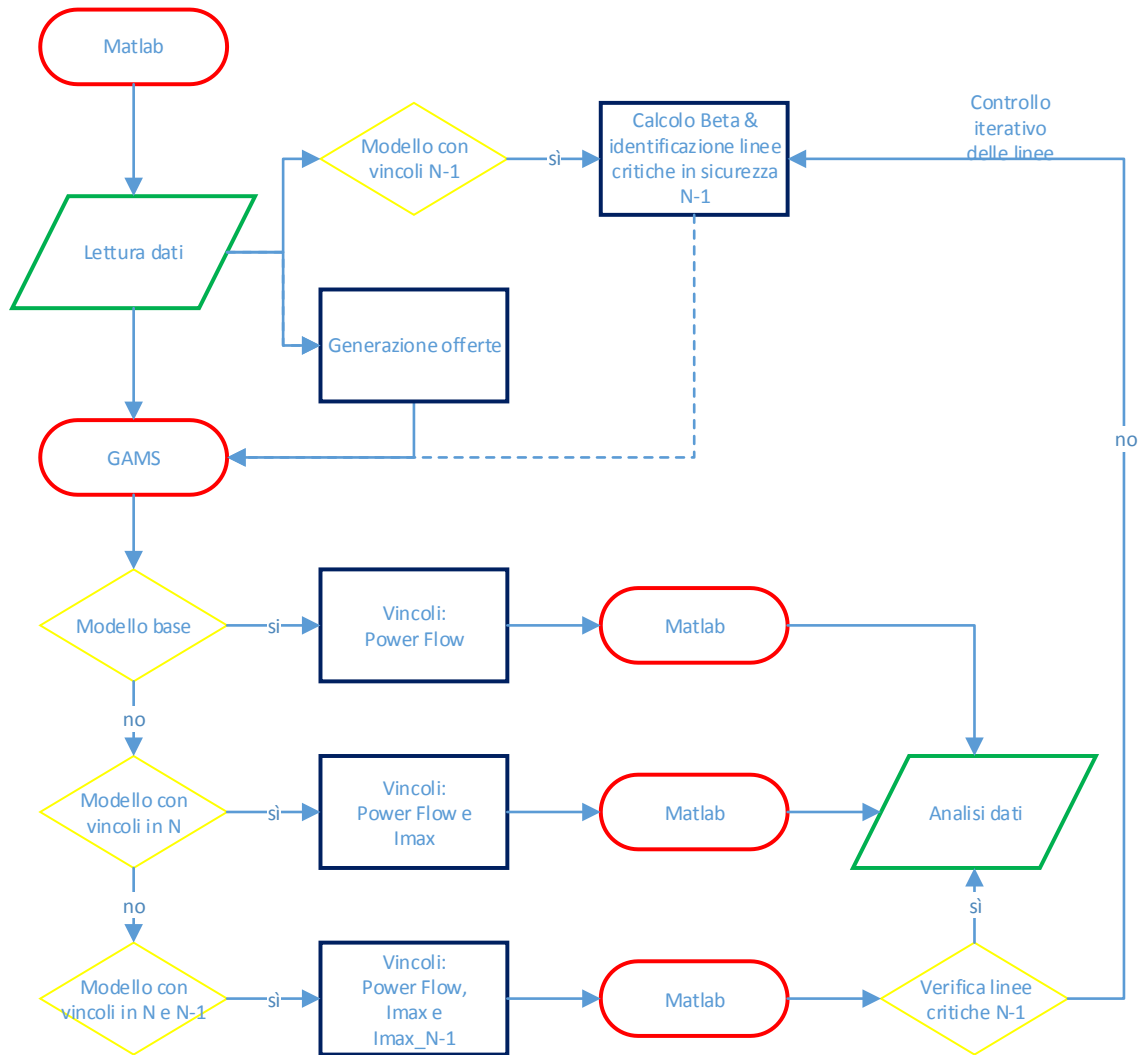


Figura 5.1 Diagramma a blocchi del modello nodale proposto

5.2.1 Generazione delle matrici delle offerte sul mercato

In Matlab è stata scritta una funzione che, prendendo in ingresso il file di rete, creasse le offerte dei generatori e dei carichi.

Per i generatori si è scelto di fissare come offerte la potenza minima per il primo gradino, la metà della differenza tra potenza massima e minima per il secondo e il terzo. Il profilo di offerta risulta identico nel formato per tutti i generatori, ma differisce per i valori che la funzione e il dominio (le x) assumono. Infatti, questi dipenderanno dai coefficienti di costo di generazione e dalle dimensioni dell'impianto, che sono diversi da tecnologia a tecnologia.

$$pz_{1i} = c_{1i} + 2c_{2i}P_{min_i} \quad (5.1)$$

$$pz_{2i} = c_{1i} + \frac{2c_{2i}(P_{max_i}+P_{min_i})}{2} \quad (5.2)$$

$$pz_{3i} = c_{1i} + 2c_{2i}P_{max_i} \quad (5.3)$$

Come già ricordato, si parla indistintamente di energia oraria e di potenza riferendosi al modello di mercato in quanto si assume che durante l'ora in esame i produttori e i clienti operino a potenza costante.

Non avendo a disposizione dati aggiornati e attendibili sui costi di generazione degli impianti, si è scelto di variarli in modo arbitrario tramite la funzione random partendo da valori standard per i due coefficienti, ovvero:

$$c_1 = 20 \text{ €/MWh} \quad (5.4)$$

$$c_2 = 0.2 \text{ €/MWh}^2 \quad (5.5)$$

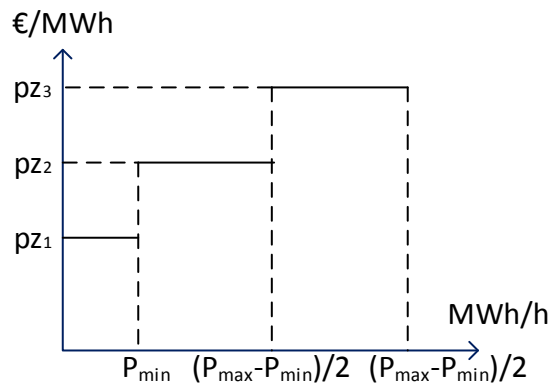


Figura 5.2 Modellizzazione delle offerte dei generatori

Le grandezze che caratterizzano le quantità offerte sul mercato vengono moltiplicate per dei coefficienti compresi tra 0.8 e 1.2 per rappresentare le diverse offerte di vendita a seconda dell'ora a cui si riferisce la sessione di mercato.

Per i carichi, invece, si è lavorato prevalentemente utilizzando i valori di potenza attiva iniettata nei nodi. Queste grandezze sono contenute nella matrice dei nodi perché fissano le potenze iniziali dei carichi per i calcoli di Power Flow. Sono perciò considerabili come quantità attendibili e verosimili per le offerte di carico nodale.

A seconda della simulazione, poi, queste quantità sono state divise nei due gradini che formano l'offerta di acquisto tramite coefficienti.

Un esempio di frammentazione dell'offerta corrisponde a quello mostrato in figura 5.3.

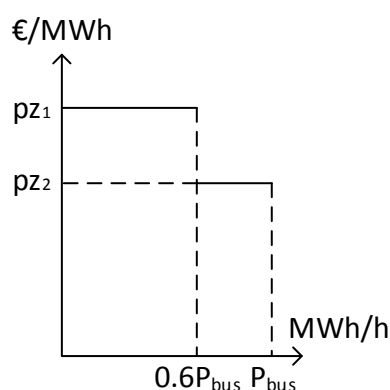


Figura 5.3 Modellizzazione delle offerte dei consumatori

Il prezzo del primo gradino è stato fissato pari a 80 €/MWh, volendo così rispecchiare l'elevata parte di domanda che colloca offerte a prezzo infinito. Il valore del secondo gradino è stato individuato arbitrariamente per ogni nodo tra 20 e 80 €/MWh in modo tale che fosse mostrata a livello di curva aggregata la bassa elasticità della domanda.

I valori calcolati per i generatori e i carichi sono poi stati collocati in matrici che identificano le offerte sul mercato. Esse hanno cinque colonne in cui sono collocate rispettivamente il numero che identifica il generatore o il nodo del carico, il numero del gradino a cui la coppia quantità-prezzo offerta si riferisce, la quantità offerta, il prezzo ed infine la quantità iniziale per quel gradino. Quest'ultima deriva dalla suddivisione della potenza prodotta dal generatore fissata come valore iniziale per le iterazioni.

In questo modo il modello sopperisce alla mancanza delle effettive offerte presentate dagli operatori sul mercato del giorno prima. Tuttavia, il modello è progettato in maniera tale da

permettere la risoluzione del mercato anche in presenza delle reali offerte, considerandole come dati di input.

5.2.2 Generazione delle matrice beta, determinazione delle linee preventivamente scattate e di quelle preventivamente vincolate

Si è deciso di affrontare la sicurezza in N-1 mediante l'utilizzo della matrice quadrata beta, di dimensioni $l \times l$, che corregge i valori delle componenti reali delle correnti circolanti nei lati della rete.

$$I_{branch,re}^{N-1} = I_{branch,re} + \beta I_{branch}^{contingencies} \quad (5.6)$$

È noto che tale rappresenta un metodo approssimato per il calcolo delle correnti nel caso di guasto di un elettrodotto, in primo luogo perché considera invariata la componente immaginaria delle correnti rispetto al caso di funzionamento nominale. Sono stati effettuati calcoli di Power Flow in condizioni N, ovvero mettendo fuori servizio manualmente un lato alla volta in modo da calcolare come le correnti si ridistribuiscono realmente nel caso di guasto di una linea, imponendo come profilo iniziale il profilo risultante dall'esito del mercato non includendo i vincoli di corrente. Si mostrano i risultati ottenuti verificando le correnti dei lati che risultano dal modello come più critici. Le prove sono state compiute sulla rete test a 57 nodi e su quella italiana, utilizzata per fini didattici, aggiornata all'11 ottobre 2004.

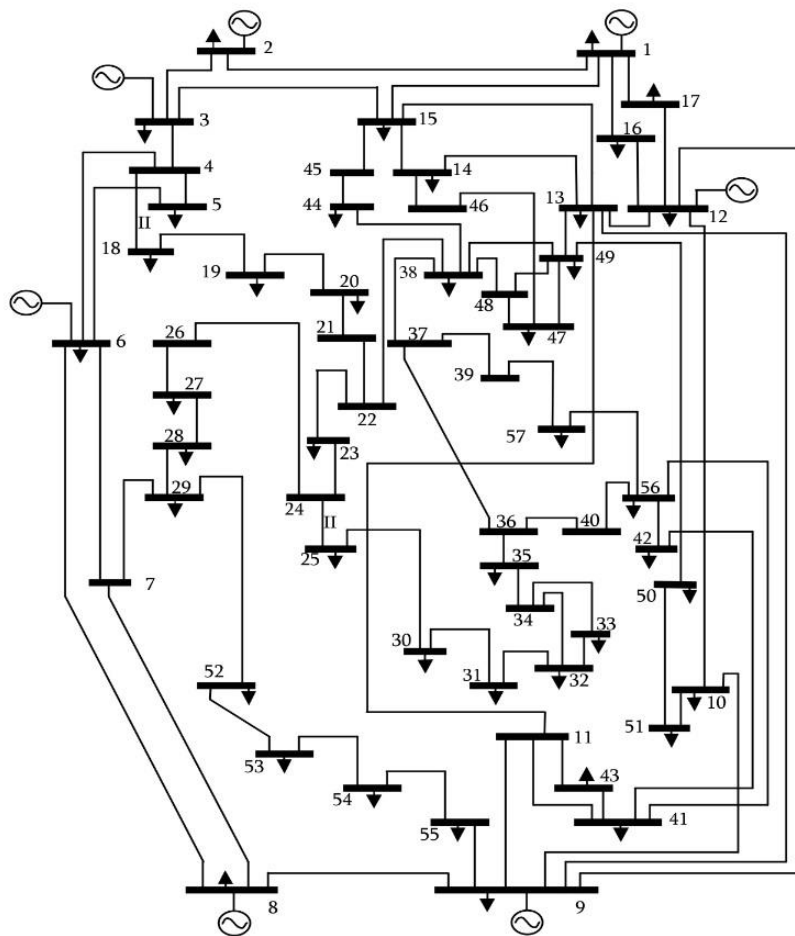


Figura 5.4 Rete a 57 nodi

Le verifiche hanno provato che questa semplificazione porta i valori di corrente calcolati tramite la matrice beta a distaccarsi dai valori reali. In generale, si nota dalle tabelle 5.1 e 5.2 che lo scostamento percentuale relativo alla componente reale delle correnti rimane su valori accettabili. Inoltre, si osserva una sottostima delle correnti in valore assoluto. Le componenti immaginarie delle correnti non vengono aggiornate e il guasto comporta la distribuzione sia di potenza attiva che reattiva: questo comporta spesso un peggioramento dell'approssimazione a discapito della precisione dei vincoli.

In particolare si osserva che, quando vi è un forte scostamento del modulo della corrente, questo non si accompagna ad un altrettanto forte scostamento della componente reale. Ciò conferma quanto finora descritto.

Tabella 5.1 Verifica delle correnti dei lati più pericolosi della rete a 57 nodi

LATO-LATO	CORRENTE MODELLO [A]	MODULO CORRENTE MODELLO [A]	CORRENTE POWER FLOW [A]	MODULO CORRENTE POWER FLOW [A]	SCOSTAMENTO MODULO	SCOSTAMENTO PARTE REALE
7-8	-179.5+i6.6	179.7	-184+i18.7	185	2.87 %	2.45 %
18-8	429-i47.5	431.7	444.8+i146.6	468.3	7.82 %	3.55 %
41-8	364.9-j74.7	372.4	389+j5	389.1	4.29 %	6.20 %

Tabella 5.2 Verifica delle correnti dei lati più pericolosi della rete italiana aggiornata all'11 ottobre 2004

LATO-LATO	PARTE REALE CORRENTE MODELLO [A]	MODULO CORRENTE MODELLO [A]	PARTE REALE CORRENTE POWER FLOW [A]	MODULO CORRENTE POWER FLOW [A]	SCOSTAMENTO MODULO	SCOSTAMENTO PARTE REALE
545-53	463,14	463,57	448,44	449,75	3,07 %	3,28 %
57-53	786,54	787,77	778,90	781,97	0,74 %	0,98 %
107-54	-1.940,73	1.947,34	-1.956,20	1.960,00	0,65 %	0,79 %
108-54	1.569,49	1.569,60	1.578,90	1.579,80	0,65 %	0,60 %

In secondo luogo la relazione di linearità individuata dalle equazioni approssima il comportamento reale, che è non lineare. La correzione delle correnti tramite la matrice beta diviene più accettabile tanto più la rete è di dimensioni grandi. Infatti, più la rete è magliata, più la corrente che circolava nell'elettrodotto guasto si distribuisce in flussi paralleli, riducendo la singola variazione di corrente per ogni linea.

Visto che lo studio si svolge su reti di dimensioni non troppo piccole, ci si avvicina a delta molto piccoli, perciò l'approssimazione di linearità diventa accettabile. Inoltre si tratta la rete di trasmissione che è contraddistinta da una forte magliatura, contrariamente a quella di distribuzione che invece presenta una configurazione radiale.

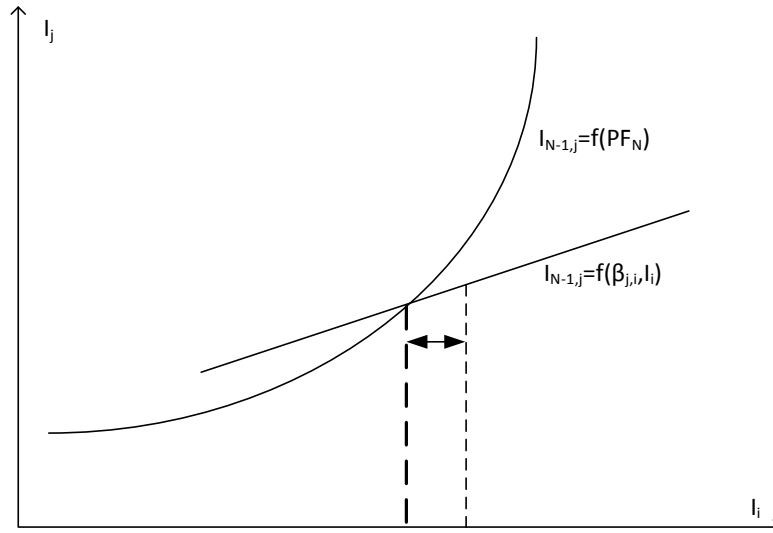


Figura 5.5 Linearità rappresentata dall'approssimazione delle correnti tramite la matrice beta

La matrice beta è stata calcolata tramite un codice che fa uso del metodo delle perturbazioni. Per le linee che presentano circuiti in parallelo, il coefficiente che esprime la ripartizione di corrente per il guasto associato al circuito i -esimo è stato ricalcolato perché i valori si discostavano troppo dalla realtà, adottando il seguente approccio:

$$\beta_{j,i} = \frac{(I_{branch,N-1,j} - I_{branch,j})}{I_{branch,j}} * \frac{I_{rif,i}}{I_{rif,i}} \quad (5.7)$$

$I_{branch,N-1,j}$ identifica la corrente nel lato j -esimo ed è calcolato dal Power Flow eseguito mettendo fuori servizio il lato i -esimo. $I_{branch,j}$ invece è la corrente nel lato j -esimo in condizioni di funzionamento nominale del sistema elettrico.

A causa dei diversi livelli di tensione dei nodi, si devono ricondurre tutti gli elementi della matrice a coefficienti in per unità, moltiplicando per la corrente di riferimento del lato scattato e dividendo per quella del lato preso in considerazione.

$$I_{rif,i} = \frac{A}{\sqrt{3}V_i} * \frac{1}{1000} \quad (5.8)$$

Si è notato che spesso nelle reti succede che un nodo di generazione sia collegato alla rete di trasmissione tramite trasformatori in parallelo. In questo caso il beta si riesce a calcolare perché la messa fuori servizio di uno dei trasformatori non preclude l'isolamento del nodo, tuttavia sono casi che rientrano nell'insieme dei lati in antenna, che non vanno inclusi nel contingency set. Per questo motivo i lati che rappresentano trasformatori in antenna sono stati esclusi dall'analisi dei lati critici per la sicurezza in N-1. Tutti gli altri lati che, se messi

fuori servizio, portano a valori dei coefficienti beta nulli o indefiniti, verranno trascurati dalla funzione che seleziona i guasti critici. Perciò, nonostante abbiano elementi presenti nella matrice, questi non verranno presi in considerazione nei calcoli perché i lati non vengono selezionati. Questa situazione si ripete per tutte coppie “linea da far scattare-linea da controllare” e si traduce nella pratica azzerando l’elemento corrispondente della matrice beta.

Similmente a quanto descritto nel capitolo 4, è stato implementato un codice che identifica il set di guasti considerati critici per la sicurezza della rete, sfruttando un criterio di classificazione creato ad hoc.

Il criterio prevede un processo iterativo che procede nella seguente maniera:

1. Si pone $i = 0$
2. Si considera la linea $i = i + 1$
3. Se la linea è un trasformatore in antenna si torna al punto 2 (tutta la colonna della matrice viene posta uguale a zero, in questo modo il lato i non viene considerato critico), altrimenti si continua;
4. Si mette fuori servizio la linea;
5. Si esegue il Power Flow della rete;
6. Se il Power Flow è andato in convergenza si calcolano a e b , altrimenti si torna al punto 2 (tutta la colonna della matrice viene posta uguale a zero);

$$a = \frac{I_{branch,N-1,j}}{I_{max,j}} \quad (5.9)$$

$$b = \frac{(I_{branch,N-1,j} - I_{branch,j})}{I_{max,j}} \quad (5.10)$$

7. Se il valore massimo di a supera 0.8, ovvero se esiste almeno un lato che supera l’80% della capacità massima della linea, allora la linea i viene considerata critica per i vincoli in N-1. Ora si devono selezionare le linee che a seguito dello scatto linea rischiano di avvicinarsi a situazioni di pericolo. Altrimenti si torna al punto 2 (tutta la colonna della matrice viene posta uguale a zero)
8. Si verificano se a e b per ogni linea. Se sono entrambi superiori a 0.7, allora la linea j è selezionata per essere controllata rispetto lo scatto della linea i (si mantiene il

valore dell'elemento di beta (j,i) calcolato con il metodo delle perturbazioni).
Altrimenti si torna al punto 2 (beta(j,i) posto uguale a 0)

Non vengono perciò creati due vettori che contengono rispettivamente gli indici delle linee da far scattare e di quelli delle linee da controllare, bensì è stata creata una matrice logica che include le coppie “linea da far scattare-linea da controllare”.

Queste funzioni vengono attivate solo se l'indice del modello è pari a 3.

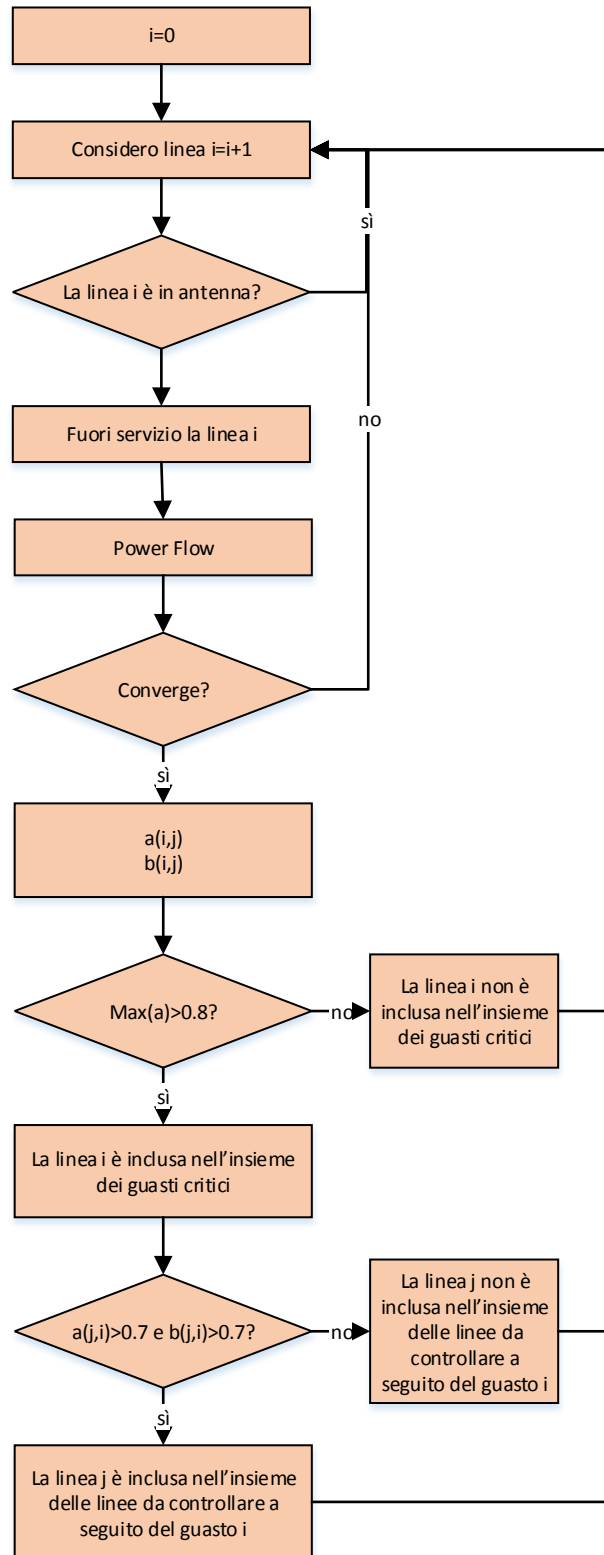


Figura 5.6 Processo iterativo di identificazione dei casi critici per il criterio di sicurezza N-1

5.5 Il funzionamento di GAMS in breve

GAMS, che sta per General Algebraic Modeling System, è un avanzato strumento per risolvere problemi di ottimo. Rappresenta uno spazio virtuale in cui è possibile costruire e risolvere problemi di programmazione matematica, secondo un approccio alla materia il più possibile connesso con gli aspetti pratici della modellizzazione.

Il linguaggio del programma si basa essenzialmente su cinque concetti:

1. gli indici,
2. i parametri,
3. le variabili,
4. le equazioni,
5. la risoluzione.

Questi cinque blocchi sono le componenti fondamentali della struttura di ogni modello espresso nel codice di GAMS e ognuno di essi è legato all'altro in modo consequenziale. In altre parole, affinché un modello sia scritto correttamente senza impedimenti alla risoluzione, la compilazione dovrebbe rispettare l'ordine dell'elenco [8].

Gli indici servono per identificare i coefficienti contenuti nelle matrici e nei vettori utilizzati nel modello. Questi elementi sono la traduzione di GAMS dei domini. Gli indici sono dichiarati e definiti, contemporaneamente, generalmente all'inizio di ogni problema.

Se sono costituiti da numeri, essi non possono essere in ogni caso interpretati come valori ma come semplici etichette dei vettori o delle matrici dei dati in entrata o in uscita del modello. Quindi, tranne alcune eccezioni, non possono mai essere oggetto di calcoli.

Per quanto riguarda i parametri, sotto questa dicitura sono comprese tutte le informazioni in forma vettoriale, matriciale o scalare introdotte nel modello, nonché quelle ottenute attraverso l'esecuzione di operazioni su questi valori. I parametri devono essere sempre preventivamente dichiarati e, solo in seguito, definiti nel valore. In altre parole, prima di poter inserire il dato numerico, è necessario creare, mediante appositi comandi, il parametro che accolga quel tipo di informazione. I parametri possono essere riferiti agli indici e venire manipolati tramite espressioni matematiche.

Una volta che tutte le informazioni sono state introdotte nel modello, si passa alla definizione del problema vero e proprio. Prima di tutto, è necessario dichiarare quali sono le variabili endogene, ovvero quelle da calcolare mediante la risoluzione del problema. GAMS ha bisogno di questa informazione per poterla inserire all'interno della funzione obiettivo e delle equazioni di vincolo. Le variabili vanno dichiarate: sarà poi compito di GAMS calcolare il loro valore numerico. Inoltre è possibile inizializzare il valore delle variabili e apporre dei limiti di ammissibilità per le stesse. Per i problemi di grandi dimensioni il raggiungimento di una soluzione ottima richiede spesso lunghi tempi di attesa a causa del lungo processo di iterazione. Può essere utile, allora, stabilire un punto di partenza dell'iterazione, cioè un valore della variabile ritenuto accettabile e ragionevolmente prossimo alla soluzione cercata. Un'importante strumento è fornito dalla possibilità di individuare e lavorare con i moltiplicatori di Lagrange corrispondenti alle variabili.

Ora è necessario esprimere le relazioni che legano i parametri alle variabili e le variabili tra di loro. In altre parole, è necessario che il sistema di equazioni del problema, composto dai vincoli e dalla funzione obiettivo, venga definito. GAMS provvede alla definizione del problema di programmazione matematica, ovvero alla dichiarazione delle equazioni e disequazioni che descrivono le relazioni esistenti all'interno della realtà indagata, tra cui è presente la funzione da massimizzare (o minimizzare). Infatti, nel linguaggio GAMS tra le equazioni è compresa anche la funzione obiettivo, dove il valore da ottimizzare è considerato come una delle variabili endogene del problema.

Una volta definite le equazioni costituenti il problema di programmazione matematica, non resta che invocare il risolutore in modo da ottenere i livelli delle variabili per le quali si è costruito il modello. Per risolvere il modello è necessario innanzitutto scegliere il tipo di risolutore e, successivamente, chiamare il comando di risoluzione.

Al fine di risolvere mediante il solver selezionato il problema in questione, GAMS obbliga a dichiarare e, in seguito, definire il modello da lanciare. È infatti data la possibilità di far entrare alcune equazioni e non altre nella risoluzione del modello, in modo tale che il modellizzatore può esprimere differenti modelli utilizzando l'insieme delle equazioni a disposizione. Questa opzione è particolarmente utile al nostro caso, in cui i modelli da risolvere sono tre, ciascuno dei quali completa quello precedente.

Una volta che il modello, o i modelli, sono stati dichiarati, il passo successivo consiste nel definire le istruzioni di ottimizzazione. Infatti, nel modello non è stata ancora individuata la funzione obiettivo, come neppure la variabile da massimizzare (o da minimizzare). A seguito dell'istruzione che identifica la funzione obiettivo inizia il processo di risoluzione del modello da parte di GAMS [9].

5.4 Il modello di ottimizzazione in GAMS

Si affronta un problema di tipo accoppiato, il che significa che entrambe le potenze attive e reattive vengono considerate per ottenere valori dei transiti di potenza e delle tensioni più accurati. Viceversa, se si conduce un problema di tipo disaccoppiato, questo implica che vengano considerate separatamente le potenze attive o quelle reattive. Nel caso esaminato vengono espresse entrambe, ma la potenza reattiva rimane una variabile libera che non viene ottimizzata. Si è ragionato in tal maniera perché in Italia e anche nei mercati dell'energia di altri Paesi le potenze reattive vengono allocate ai generatori tramite procedure di ORPF che mirano all'aggiustamento dei livelli di tensione all'interno degli intervalli di sicurezza, perciò tale compito è svolto da altri strumenti di gestione del sistema. Operano modificando le potenze reattive per correggere i moduli delle tensioni perché nei sistemi con tensione nominale maggiore o uguale a 132 kV, le reti sono caratterizzate da resistenze molto minori delle reattanze, le sensitività delle potenze reattive rispetto alle fasi delle tensioni e delle potenze attive rispetto i moduli delle tensioni sono pressoché nulle.

$$\frac{\partial P}{\partial V_A} \cong 0 \quad (5.11)$$

$$\frac{\partial Q}{\partial V_M} \cong 0 \quad (5.12)$$

Questi risultati sono ottenuti derivando le equazioni di Power Flow ed evidenziano che per modificare il profilo di tensione si dovrà operare sulle potenze reattive. Al contrario, modificando il profilo di potenza attiva sono le fasi delle tensioni a variare drasticamente.

Innanzitutto bisogna trasferire da Matlab a GAMS tutti i dati necessari alla risoluzione del modello di mercato. Per compiere ciò è stata implementata in Matlab una funzione che converte i dati in strutture, richiama GAMS che poi le legge.

Le equazioni che riguardano grandezze complesse vengono scomposte in ulteriori due equazioni che identificano la parte reale e la parte immaginaria. Per questo motivo si è deciso di esprimere anche gli elementi delle matrici delle ammettenze dei lati in parte reale e immaginaria. La matrice delle ammettenze nodali, in base a quanto detto nel capitolo 4, rimane scritta in forma polare. La loro scomposizione è mostrata in 5.13 e 5.14.

$$Y_{ik,branch} = Y_{ik,re} + jY_{ik,im} \quad (5.13)$$

$$Y_{ik,bus} = Y_{ik} e^{j\theta_{ik}} \quad (5.14)$$

In 5.13 i è l'indice del nodo "from" mentre k quello del nodo "to" del collegamento preso in esame; anche per l'espressione 5.14 gli indici si riferiscono ai nodi e rappresentano rispettivamente la riga e la colonna, ovvero la posizione in cui l'elemento è collocato nella matrice.

La potenza attiva e reattiva rappresentano rispettivamente le componenti reali e immaginarie della potenza complessa.

5.4.1 Descrizione del Power Flow di convergenza

La prima parte di codice implementata in GAMS non fa parte del vero e proprio modello di mercato nodale, bensì è un problema che si occupa di identificare un punto di funzionamento del sistema elettrico che rappresenti un accettabile punto di partenza da cui possono partire le iterazioni del modello SCOPF. È composto da una procedura iterativa nella quale viene effettuato il calcolo di Power Flow.

Le variabili sono:

- V_M vettore dei moduli delle tensioni nodali;
- V_A vettore delle fasi delle tensioni nodali;
- P_G vettore della quantità di energia oraria offerta dai generatori;
- P_C vettore della quantità di energia oraria richiesta dai carichi;
- Q_G vettore dell'energia reattiva oraria prodotta dai generatori;

- Q_C vettore dell'energia reattiva oraria prelevata dai carichi;

Vengono fissati il modulo delle tensioni e la potenza attiva per i nodi PV, che sono quelli solitamente caratterizzati da impianti di produzione programmabili, che includono solo alcune tecnologie di impianti da fonte rinnovabile. Sono chiamati PV perché sono i nodi in cui la tensione, in modulo, e la potenza attiva sono variabili fisse. I nodi rimanenti fanno invece parte del gruppo di nodi chiamati PQ che corrispondono a punti fisici in cui vi sono generalmente dei carichi e che, quindi, hanno necessità di prelevare dalla rete potenze sia attive, sia reattive predefinite: vengono fissate pari ai valori comunicati dai dati di input della rete. In ogni rete è presente il nodo di slack, nodo nel quale è presente un generatore di grandi dimensioni che è responsabile di equilibrare i bilanci di potenza. In corrispondenza del nodo di slack la fase della tensione viene posta pari a zero per rendere il problema linearmente indipendente.

$$P_{G_i} - P_{D_i} (i = PV \text{ o } PQ): \text{fissata}; \quad (5.15)$$

$$Q_{G_i} - Q_{D_i} (i = PQ): \text{fissata}; \quad (5.16)$$

$$V_{M_i} (i = PV \text{ o } SLACK): \text{fissata}; \quad (5.17)$$

$$V_{A_i} (i = SLACK) = 0. \quad (5.18)$$

Le equazioni di Power Flow includono le potenze attive e reattive dei generatori non ancora modificate in quanto il risultato che si ottiene viene sovrascritto nelle colonne apposite relative a tali grandezze e rappresenta il punto iniziale di iterazione del modello economico. GAMS elabora e risolve i bilanci di potenza descritti dalle equazioni 5.19 e 5.20.

$$P_{G_i} - P_{D_i} - \left[V_{M_i} \sum_q V_{M_q} Y_{iq,re} \cos(V_{A_i} - V_{A_q}) - V_{M_i} \sum_q V_{M_q} Y_{kq,im} \sin(V_{A_i} - V_{A_q}) \right] = 0$$

$$\forall i = 1, \dots, N_n \quad (5.19)$$

$$Q_{G_i} - Q_{D_i} - \left[(V_{M_i} \sum_q V_{M_q} Y_{kq,re} \sin(V_{A_i} - V_{A_q}) + V_{M_i} \sum_q V_{M_q} Y_{kq,im} \cos(V_{A_i} - V_{A_q})) \right] = 0$$

$$\forall i = 1, \dots, N_n \quad (5.20)$$

Le equazioni sono scritte per tutti gli N_n nodi della rete, includendo per ognuno i relativi generatori e carichi presenti. L'indice i rappresenta, quindi, il nodo su cui viene svolto il calcolo di Power Flow, mentre l'indice q prende in rassegna tutti i nodi, in modo tale da

scrivere le relazioni presenti in 5.19 e 5.20 per i nodi che si collegano al nodo i e per il nodo i stesso.

Dopodiché il programma fissa come nodi PQ quei nodi PV che risultano essere fuori dai livelli minimi e massimi di potenza reattiva imposti dai limiti di capability. Essendo divenuti PQ, ora l'energia reattiva resterà vincolata e pari al valore calcolato dal PF.

In GAMS questi passaggi sono possibili grazie all'adozione di indici dinamici tramite cui si possono selezionare elementi diversi per ogni ciclo iterativo. Il processo iterativo si conclude quando il PF non individua nuovi nodi da commutare in nodi PQ.

Una volta identificato il punto di partenza per il modello di mercato, si conduce una verifica del grado di sicurezza del profilo individuato dai calcoli, selezionando le linee che vengono ritenute critiche in condizioni N, ovvero a rete integra. Per compiere ciò si utilizza un indice che contiene i lati che presentano una corrente in modulo maggiore del 60% della corrente massima per quel lato.

$$I_{branch,re_l}(i, j, k) = Y_{ii,re}V_{M_i} \cos V_{A_i} - Y_{ii,im}V_{M_i} \sin V_{A_i} + Y_{ij,re}V_{M_j} \cos V_{A_j} - Y_{ij,im}V_{M_j} \sin V_{A_j} \quad \forall l = 1, \dots, N_l \quad (5.21)$$

$$I_{branch,im_l}(i, j, k) = Y_{ii,re}V_{M_i} \sin V_{A_i} + Y_{ii,im}V_{M_i} \cos V_{A_i} + Y_{ij,re}V_{M_j} \sin V_{A_j} + Y_{ij,im}V_{M_j} \cos V_{A_j} \quad \forall l = 1, \dots, N_l \quad (5.22)$$

Si calcolano la parte reale e immaginaria delle correnti per ogni lato, con gli indici i e j che considerano i nodi relativi al lato l . Tramite la formula descritta da 5.23 si identificano le linee che minacciano la sicurezza N secondo i criteri identificati e descritti in modo approfondito nei capitolo precedenti.

$$I_{branch,critiche}(i, j, k) \subset I_{branch}(i, j, k) : \sqrt{I_{branch,re}^2(i, j, k) + I_{branch,im}^2(i, j, k)} \geq 0.6I_{branch}^{\max_N}(i, j, k) \quad (5.23)$$

Le correnti sono scritte in maniera tenendo presente la possibilità di un trasformatore, ossia considerando il rapporto di trasformazione e il phase shift.

I lati sono indici e vengono identificati dal nodo di partenza, dal nodo di arrivo e dal numero di circuito (può infatti accadere che tra due medesimi nodi siano presenti più linee elettriche o trasformatori). La matrice delle ammettenze, perciò, essendo dipendente dai parametri dei

nodi e del lati corrispondenti, in GAMS è rappresentata da una matrice in tre dimensioni, in cui la terza dimensione rappresenta il numero di circuito del lato. Quando si procede con la scrittura di equazioni che includono la matrice, si deve considerare a quale circuito si fa riferimento. Nella notazione algebrica non viene mostrata questa informazione per non appesantire ulteriormente le formule.

I parametri che escono da questa parte dell'algoritmo rappresentano i valori di partenza del processo iterativo successivo, che coincide con la risoluzione del Mercato del Giorno Prima tramite approccio nodale alle congestioni.

5.4.1.1 Inizializzazione delle variabili e degli intervalli di ammissibilità

Le variabili coinvolte nel problema sono inizializzate pari ai valori contenuti nel file di rete. Le tensioni sono vincolate ai valori presentati in 5.24 e 5.25.

$$0.5 pu \leq V_{M_i} \leq 1.5 pu \quad (5.24)$$

Le variabili elettriche sono espresse in per unità, ovvero sono espresse in riferimento ad una potenza base, indicata tra i dati e coerente con la rete studiata.

$$-\pi/2 \leq V_{A_i} \leq +\pi/2 \quad (5.25)$$

Al variare delle rete e della situazione particolare si è andati a restringere l'intervallo relativo al modulo della tensione in modo che risultasse maggiormente realistico (i moduli delle tensioni si considerano normalmente in condizioni di sicurezza se sono compresi tra 0.9 e 1.1 p.u.).

5.4.2 Descrizione del modello che risolve il Mercato del Giorno Prima

VARIABILI

Le variabili del modello SCOPF sono:

- \mathbf{V}_M vettore dei moduli delle tensioni nodali;
- \mathbf{V}_A vettore delle fasi delle tensioni nodali;
- \mathbf{P}_G vettore della quantità di energia oraria offerta dai generatori;

- \mathbf{P}_C vettore della quantità di energia oraria richiesta dai carichi;
- \mathbf{Q}_G vettore dell'energia reattiva oraria prodotta dai generatori.

Le tensioni nodali rientrano nelle variabili di stato, mentre l'energia attiva offerta sul mercato di entrambi produttori e clienti, insieme a quella reattiva dei generatori, costituiscono le variabili di controllo del problema. Tuttavia, trattandosi di un problema completo e sparso, la differenza tra variabili di controllo e variabili di stato cade e, dal punto di vista matematico, entrambe le tipologie rientrano nelle variabili indipendenti.

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \mathbf{V}_M \\ \mathbf{V}_A \end{bmatrix} \quad (5.26)$$

$$\mathbf{u} = \begin{bmatrix} \mathbf{P}_G \\ \mathbf{P}_C \\ \mathbf{Q}_G \end{bmatrix} \quad (5.27)$$

I moduli delle tensioni che compongono il vettore \mathbf{V}_M in 5.28 sono relativi a tutti i nodi del sistema elettrico, pari a N_n . Le fasi delle tensioni che compongono il vettore \mathbf{V}_A in 5.29 si riferiscono a tutti i nodi tranne uno: il nodo di slack che avrà la fase fissata a zero.

$$\mathbf{V}_M = \begin{bmatrix} V_{M_1} \\ V_{M_2} \\ \cdot \\ \cdot \\ V_{M_{N_n}} \end{bmatrix} \quad (5.28)$$

$$\mathbf{V}_A = \begin{bmatrix} V_{A_1} \\ V_{A_2} \\ \cdot \\ V_{A_{N_n-1}} \end{bmatrix} \quad (5.29)$$

Si prendono ora in esame le variabili indipendenti. Come specificato nei capitoli 3 e 4, il mercato esamina offerte sotto forma di coppie multiple. Per i generatori si è scelto di porre tre gradini di offerta mentre per i carichi ve ne sono due.

Per questo motivo le variabili relative all'energia oraria sono tre per ogni generatore e due per ogni carico. In 5.30 sono mostrati entrambi i vettori di variabili, con N_g pari al numero dei generatori e N_c pari al numero di carichi.

$$\mathbf{P}_G = \begin{bmatrix} P_{G1_1} \\ P_{G1_2} \\ P_{G1_3} \\ P_{G2_1} \\ \vdots \\ P_{GN_{g_3}} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{P}_C = \begin{bmatrix} P_{C1_1} \\ P_{C1_2} \\ P_{C2_1} \\ \cdot \\ P_{CN_{c_2}} \end{bmatrix} \quad (5.30)$$

Similmente a quanto osservato per le variabili attive, le variabili reattive dei generatori sono definite per ogni impianto di produzione, con la differenza che, non essendo quantità dispacciate nel Mercato del Giorno Prima, non rientrano nelle offerte presentate: vi sarà, perciò, una sola variabile di energia reattiva oraria (espressa in Mvar/h) relativa al singolo operatore di generazione.

$$\mathbf{Q}_G = \begin{bmatrix} Q_{G1_1} \\ Q_{G1_2} \\ Q_{G1_3} \\ Q_{G2_1} \\ \vdots \\ Q_{GN_{g_3}} \end{bmatrix} \quad (5.31)$$

Una precisazione da fare riguarda la potenza reattiva prelevata dai carichi. Le potenze reattive prodotte e consumate sono grandezze incognite e, avendo appena spiegato che non vengono ottimizzate, sono espresse per i carichi in funzione dell'energia oraria tramite un coefficiente che considera il rapporto tra potenze attiva e reattiva iniziale. In questo modo si ipotizza che il carico richieda potenza reattiva proporzionalmente a potenza attiva preleva, che può essere considerata un'ipotesi valida:

$$\varphi = \operatorname{atan} \frac{Q_{D,in}}{P_{D,in}} \quad (5.32)$$

$$Q_D = P_D \tan(\operatorname{acos} \varphi) \quad (5.33)$$

Per i nodi in cui il valore di potenza attiva iniziale è nullo, si fissa il $\cos \varphi$, chiamato anche fattore di potenza, pari a 0.9 in ritardo (perché si considera carichi ohmici-induttivi) [10]. Solitamente infatti si richiede alle utenze di assorbire energia con un fattore di potenza compreso tra 0,9 e 1 in modo che la componente di reattivo sia circa la metà rispetto la potenza assorbita [11]:

$$\cos \varphi = 0.9 \quad (5.34)$$

$$\tan(\varphi = 0.9) = \frac{Q_D}{P_D} = 0.484 \cong \frac{1}{2} = \frac{E_R}{E_A} \quad (5.35)$$

FUNZIONE OBIETTIVO

La funzione obiettivo del modello SCOPF coincide con la funzione obiettivo adottata nel MGP italiano, ossia si massimizza il benessere sociale.

$$FO = \max(W) = \max\left[\sum_i^{N_g} \sum_k^3 P_{G_{i_k}} pZ_{i_k}(P_{G_{i_k}}) - \sum_j^{N_c} \sum_t^2 P_{C_{j_t}} pZ_{j_t}(P_{C_{j_t}})\right] \quad (5.36)$$

VINCOLI

Sono state scritte le equazioni che descrivono il modello nodale base. I vincoli di upper e lower bound coinvolgono sia le variabili che riguardano le singole quantità offerte che la somma delle variabili.

EQUAZIONI DI POWER FLOW

I bilanci di potenza vengono espressi tramite equazioni di Power Flow sia per la componente attiva, sia che per quella reattiva.

$$\frac{\left[\sum_k^3 P_{G_{i_k}} - \sum_t^2 P_{D_{i_t}}\right]}{A_{rif}} - \left[V_{M_i} \sum_q V_{M_q} Y_{kq, re} \cos(V_{A_i} - V_{A_q}) - V_{M_i} \sum_q V_{M_q} Y_{kq, im} \sin(V_{A_i} - V_{A_q})\right] = 0 \quad \forall i = 1, \dots, N_n \quad (5.37)$$

$$\frac{\left[\sum_k^3 Q_{G_{i_k}} - \tan(\text{acos } \varphi_i) \sum_t^2 P_{D_{i_t}}\right]}{A_{rif}} - \left[(V_{M_i} \sum_q V_{M_q} Y_{kq, re} \sin(V_{A_i} - V_{A_q}) + V_{M_i} \sum_q V_{M_q} Y_{kq, im} \cos(V_{A_i} - V_{A_q})\right] = 0 \quad \forall i = 1, \dots, N_n \quad (5.38)$$

Dalle formule 5.37 e 5.38 si evince la scrittura dell'energia reattiva dei carichi nodali in funzione del $\cos \varphi$ specifico al nodo e dell'energia elettrica offerta dai clienti per quel nodo. Le uguaglianze sono scritte per ogni nodo della rete elettrica. Si osserva, quindi, che se si considera una rete costituita da $N_n=100$ nodi, questo comporterà la scrittura di 200 vincoli

di bilancio di potenza. All'aumentare della dimensione della rete presa in esame si ha, perciò, un considerevole aumento delle variabili, accompagnato da un altrettanto considerevole aumento delle condizioni da verificare: ne consegue una maggiore difficoltà del programma a risolvere il problema in tempi brevi.

Vi è da prestare molta attenzione al fatto che tutte le espressioni siano scritte riconducendosi a grandezze in per unità, evitando dimenticanze che avrebbero impedito al codice di funzionare in maniera corretta.

LIMITI DI UPPER & LOWER BOUND

Visto che si considerano offerte a gradini sia per i generatori che per i carichi ed ogni gradino è rappresentato nel mercato da una variabile indipendente, è necessario vincolare a dei valori minimi e massimi ciascuna di queste variabili.

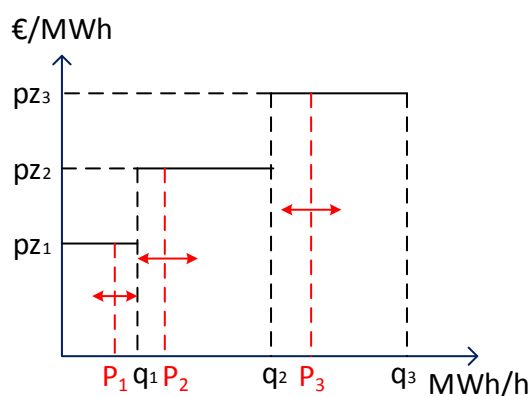


Figura 5.7 Rappresentazione delle variabili che rappresentano l'energia elettrica offerta sul mercato dai generatori

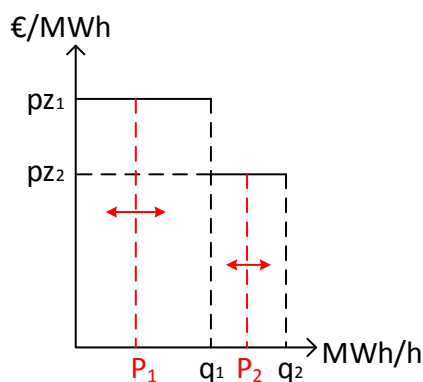


Figura 5.8 Rappresentazione delle variabili che rappresentano l'energia elettrica richiesta sul mercato dai carichi

In base a quanto detto nei capitoli precedenti, il vincolo inferiore di ogni variabile associata ad un gradino è pari a zero. Il valore massimo, invece, varia da caso a caso. In 5.39 e 5.40 si mostrano i vincoli per i generatori.

$$\frac{P_{G_{ik}}}{A_{rif}} \geq P_{G_{ik}}^{min} \left(P_{G_{ik}}^{min} = 0 \right) \quad \forall i = 1, \dots, N_g, \forall k = 1, 2, 3 \quad (5.39)$$

$$\frac{P_{G_{ik}}}{A_{rif}} \leq \frac{P_{G_{ik}}^{max}}{A_{rif}} \quad \forall i = 1, \dots, N_g, \forall k = 1, 2, 3 \quad (5.40)$$

La condizione in 5.40 avrà valori che, nella realtà, dipenderanno dal generatore il quale, tramite la formulazione di opportune offerte, sceglie se l'impianto debba essere in servizio oppure no. In questa trattazione queste scelte non sono possibili da mostrare in quanto non si posseggono le reali offerte presentate sul mercato; quello che è stato compiuto per ovviare parzialmente a questo problema è stato calcolare, come descritto nella sezione le ampiezze massime dei gradini in funzione delle caratteristiche tecniche degli impianti, ovvero la potenza minima e quella massima.

In 5.41 e 5.42, invece, si esplicita la formulazione dei limiti per le offerte dei carichi.

$$\frac{P_{D_{jt}}}{A_{rif}} \geq 0 \quad \forall j = 1, \dots, N_c, \forall t = 1, 2 \quad (5.41)$$

$$\frac{P_{D_{jt}}}{A_{rif}} \leq \frac{P_{D_{jt}}^{max}}{A_{rif}} \quad \forall j = 1, \dots, N_c, \forall t = 1, 2 \quad (5.42)$$

Le potenze reattive dei generatori, nonostante siano anch'esse variabili indipendenti del problema, possiedono limiti inferiori e superiori che sono stati posti rispettivamente a valori molto bassi e molto alti in quanto il problema di reattivo è rimandato a programmi successivi di dispacciamento. Infatti i problemi di Optimal Reactive Power Flow si occupano dell'individuazione di produzione di potenza reattiva da parte dei generatori e sono solitamente seguenti al Mercato del Giorno Prima. Operando in tal modo, inoltre, non si vincolano tali grandezze ad assumere valori dipendenti dalle altre variabili, rendendo il modello più verosimile.

Per le variabili di stato quali i moduli e le fasi delle tensioni nodali lasciate libere i limiti sono quelli descritti dalle formule 5.43 e 5.44. Questi vincoli sono resi necessari per garantire che il funzionamento del sistema elettrico soddisfi i criteri di sicurezza adottati.

$$V_{M_i}^{min} \leq V_{M_i} \leq V_{M_i}^{max} \quad \forall i = 1, \dots, N_n \quad (5.43)$$

$$V_{A_i}^{min} \leq V_{A_i} \leq V_{A_i}^{max} \quad \forall i = 1, \dots, N_n \quad (5.44)$$

VINCOLI DI SICUREZZA N

Il modello che include i vincoli di sicurezza in N tiene conto dei limiti alle correnti che circolano nelle linee e nei trasformatori della rete di trasmissione individuati nel Power Flow come critici per la sicurezza del sistema in condizioni nominali. Questa restrizione del campo di analisi è condotta per permettere a GAMS di ottimizzare il problema in tempi ragionevoli ma, allo stesso tempo, per considerare completamente i lati che potrebbero essere a rischio di violazione.

$$I_{branch,rel} = Y_{ii,re}V_{M_i} \cos V_{A_i} - Y_{ii,im}V_{M_i} \sin V_{A_i} + Y_{ij,re}V_{M_j} \cos V_{A_j} - Y_{ij,im}V_{M_j} \sin V_{A_j} \quad \forall l = 1, \dots, N_l \quad (5.45)$$

$$I_{branch,iml} = Y_{ii,re}V_{M_i} \sin V_{A_i} + Y_{ii,im}V_{M_i} \cos V_{A_i} + Y_{ij,re}V_{M_j} \sin V_{A_j} + Y_{ij,im}V_{M_j} \cos V_{A_j} \quad \forall l = 1, \dots, N_l \quad (5.46)$$

L'ultimo vincolo che riguarda i vincoli di sicurezza N è la disuguaglianza tra il modulo della corrente circolante nei lati e il valore di corrente massima che garantisce il funzionamento in condizioni nominali dell'elettrodotto. Di norma il vincolo, esaminando il modulo della corrente, dovrebbe contenere una radice quadra, come presentato in 5.47.

$$\sqrt{I_{branch,rel}^2 + I_{branch,iml}^2} \leq I_{branch_l}^{max_N} \quad \forall l = 1, \dots, N_{l,N} \quad (5.47)$$

Visto che il vincolo, scritto in questo modo, porterebbe ad un notevole aumento dei tempi di computazione, si è riscritta la disequazione elevando entrambe le parti alla seconda, in modo da ottenere:

$$I_{branch,rel}^2 + I_{branch,iml}^2 \leq I_{branch_l}^{max_N}{}^2 \quad \forall l = 1, \dots, N_{l,N} \quad (5.48)$$

e rendere più agevole la risoluzione del problema numerico.

L'indice del set dei lati da esaminare assume valori fino a $N_{l,N}$, pari al numero di linee critiche identificate dal Power Flow di convergenza.

VINCOLI DI SICUREZZA N-1

Infine, il modello nodale completo ottimizza il dispacciamento orario di energia elettrica includendo i vincoli dettati dalla sicurezza in N-1.

$$I_{branch,re,aggiornata_l} = I_{branch,re_l} + \beta_{lk} I_{branch,re_k} \quad \forall l = 1, \dots, N_{l,N-1}, \forall k = 1, \dots, N_{guasti} \quad (5.49)$$

In questo caso l'indice dei lati l prende in rassegna il set dei lati considerati da Matlab come pericolosi ai fini del soddisfacimento dei criteri di sicurezza N-1, l'indice k all'interno dell'equazione rappresenta, invece, il set di guasti da controllare associati alla situazione di pericolo del lato l .

Il fatto che la matrice beta contenga elementi non nulli solo in corrispondenza della posizione in cui sono presenti linee da controllare a seguito di uno scatto fa sì che l'equazione possa essere scritta per tutti i lati, sarà poi compito di GAMS individuare e calcolare le correnti per il vincolo in N-1 in corrispondenza dei soli lati selezionati precedentemente tramite Matlab.

$$\sqrt{I_{branch,aggiornata,re_l}^2 + I_{branch,im_l}^2} \leq I_{branch_l}^{\max_N-1} \quad \forall l = 1, \dots, N_{l,N-1} \quad (5.50)$$

Anche per 5.50 vale quanto detto per il vincolo 5.47. La disequazione è stata riscritta in maniera del tutto equivalente eliminando la radice quadrata tramite elevazione alla seconda di entrambe le parti.

$$I_{branch,aggiornata,re_l}^2 + I_{branch,im_l}^2 \leq I_{branch_l}^{\max_N-1^2} \quad \forall l = 1, \dots, N_{l,N-1} \quad (5.51)$$

Si procede poi al calcolo delle correnti massime degli elettrodotti per le condizioni di sicurezza N-1, tramite coefficienti correttivi:

$$I_{branch,critiche_l}^{\max_N-1} = m_l I_{branch_l}^{\max_N} \quad \forall l = 1, \dots, N_{l,N-1} \quad (5.52)$$

dove

$$\begin{aligned} m_l &= 1.1 && \text{se } l \text{ è trasformatore} \\ m_l &= 1.2 && \text{se } l \text{ è linea} \end{aligned} \quad (5.53)$$

La matrice beta viene opportunamente adattata al programma di ottimizzazione mediante un codice Matlab che converte la matrice scritta in due dimensioni in un'altra di sei dimensioni.

5.4.2.1 Inizializzazione delle variabili ed esecuzione del codice implementato

Il problema viene inizializzato con le stesse modalità con cui sono state fissate le variabili iniziali del problema di Power Flow, mostrate in 5.23 e 5.24.

L'unica aggiunta riguarda l'introduzione delle variabili che corrispondono alla potenza accettata sul mercato per ogni gradino di offerta di vendita di un produttore e di acquisto di un cliente. Per ovviare a questa problematica nel momento in cui le offerte sono state calcolate e formulate è stata calcolata, per ogni gradino, la quantità di energia elettrica oraria da cui partire sfruttando le quantità di generazione presenti nel file di rete individuate in condizioni di convergenza della rete.

In base poi a quale modello si è scelto di svolgere, GAMS risolve il problema.

Una volta che il modello scelto è stato adoperato per risolvere il mercato, GAMS invia tramite file di output i dati che descrivono il dispacciamento individuato e i parametri di rete a Matlab.

Se si è scelto il modello completo, allora Matlab avvia una funzione che verifica le linee individuate da GAMS come critiche per il criterio N-1. Infatti controlla che il profilo di rete corrispondente alla soluzione di mercato non abbia altre criticità. Per compiere ciò, viene chiesto a Matlab di eseguire Power Flow mettendo fuori servizio, ciclicamente, i lati per osservare se vi sono collegamenti le cui correnti superano i rispettivi limiti di corrente preventivi. In caso ciò avvenisse, Matlab aggiorna gli elementi della matrice beta rieseguendo la funzione, spiegata nel paragrafo 5.2.2, che ne calcola i valori e che seleziona i casi da esaminare. Rimanda i dati a GAMS che ottimizza nuovamente il mercato. Questo processo viene iterato fintanto che Matlab non verifica completamente l'insieme degli indici dei lati critici ai fini del criterio N-1. Una volta effettuato ciò, si procede alla stampa dei risultati finali del modello.

5.5 Il modello SCOPF

A titolo di riassunto rispetto quanto spiegato nel capitolo, si elencano le equazioni che compongono il modello di mercato nodale SCOPF.

$$\text{Max}_{P_G, P_C, Q_G, V_A, V_M} [\sum_i^{N_g} \sum_k^3 P_{G_{ik}} p_{Z_{ik}} (P_{G_{ik}}) - \sum_j^{N_c} \sum_t^2 P_{C_{jt}} p_{Z_{jt}} (P_{C_{jt}})]$$

soggetta a

$$\frac{[\sum_k^3 P_{G_{ik}} - \sum_t^2 P_{D_{it}}]}{A_{rif}} - [V_{M_i} \sum_q V_{M_q} Y_{kq, re} \cos(V_{A_i} - V_{A_q}) - V_{M_i} \sum_q V_{M_q} Y_{kq, im} \sin(V_{A_i} - V_{A_q})] = 0 \quad \forall i = 1, \dots, N_n$$

$$\frac{[\sum_k^3 Q_{G_{ik}} - \tan(\text{acos } \varphi_i) \sum_t^2 P_{D_{it}}]}{A_{rif}} - [V_{M_i} \sum_q V_{M_q} Y_{kq, re} \sin(V_{A_i} - V_{A_q}) + V_{M_i} \sum_q V_{M_q} Y_{kq, im} \cos(V_{A_i} - V_{A_q})] = 0 \quad \forall i = 1, \dots, N_n$$

$$I_{branch, re_l}^2 + I_{branch, im_l}^2 \leq I_{branch_l}^{\max_N^2} \quad \forall l = 1, \dots, N_{l,N}$$

$$I_{branch, re, aggiornata_l} = I_{branch, re_l} + \beta_{lk} I_{branch, re_k} \quad \forall l = 1, \dots, N_{l,N-1}$$

$$I_{branch, aggiornata, re_l}^2 + I_{branch, im_l}^2 \leq I_{branch_l}^{\max_N-1^2} \quad \forall l = 1, \dots, N_{l,N-1}$$

$$I_{branch, critiche_l}^{\max_N-1} = m_l I_{branch_l}^{\max_N} \quad \forall l = 1, \dots, N_{l,N-1}$$

$$\frac{P_{G_{ik}}}{A_{rif}} \geq 0 \quad \forall i = 1, \dots, N_g, \forall k = 1, 2, 3$$

$$\frac{P_{G_{ik}}}{A_{rif}} \leq \frac{P_{G_{ik}}^{\max}}{A_{rif}} \quad \forall i = 1, \dots, N_g, \forall k = 1, 2, 3$$

$$\frac{P_{D_{jt}}}{A_{rif}} \geq 0 \quad \forall j = 1, \dots, N_c, \forall t = 1, 2$$

$$\frac{P_{D_{jt}}}{A_{rif}} \leq \frac{P_{D_{jt}}^{\max}}{A_{rif}} \quad \forall j = 1, \dots, N_c, \forall t = 1, 2$$

$$V_{M_i}^{\min} \leq V_{M_i} \leq V_{M_i}^{\max} \quad \forall i = 1, \dots, N_n$$

$$V_{A_i}^{\min} \leq V_{A_i} \leq V_{A_i}^{\max} \quad \forall i = 1, \dots, N_n$$

5.6 Assunzioni alla base dell'applicazione del modello

Il modello di mercato, per come è stato implementato in GAMS, rappresenta un problema di dispacciamento accoppiato. Infatti, il modello SCOPF contiene le equazioni di Power Flow sia per la potenza attiva sia per quella reattiva e ha come variabili i moduli e le fasi delle tensioni. Oltre a ciò, sono stati introdotti i vincoli di capability sui gruppi di generazione. Se si decide di lasciare liberi tutti i moduli delle tensioni e di porre come intervallo di queste variabili:

$$0.9 pu \leq V_{M_i} \leq 1.1 pu \quad \forall i = 1, \dots, N_n \quad (5.54)$$

si va ad ottimizzare anche la parte reattiva (oltre che a quella attiva).

Per ridurre le dimensioni del problema e per rimanere coerenti con il Mercato del Giorno Prima, si è scelto di fissare i moduli delle tensioni per i nodi PV e del nodo di slack:

$$V_{M_k} (k = PV \text{ o } SLACK): \text{fissata}; \quad (5.55)$$

e di porre come intervalli dei moduli degli altri nodi:

$$0.5 pu \leq V_{M_j} \leq 1.5 pu \quad \forall j = 1, \dots, N_{PQ} \quad (5.56)$$

dove con N_{PQ} si indica il numero dei nodi PQ privati del nodo di slack se questo è, anch'esso, PQ. Ovviamente, anche i vincoli di capability dei gruppi di generazione sono stati rilassati. In questo modo la soluzione che massimizza il benessere sociale non è influenzata dal problema reattivo.

La scelta adottata, tuttavia, non esclude l'utilizzo del modello proposto per l'ottimizzazione accoppiata in quanto contiene tutti gli elementi necessari per questo tipo di problema.

Bibliografia di capitolo

- [1] A. BERIZZI, C. BOVO, M. DELFANTI, E. FUMAGALLI, M. MERLO, *Simulation of a bid-based dispatch subject to inter-zonal transmission constraints*, IEEE PowerTech Conference, vol. 3, Bologna, 23-26 giugno 2003.
- [2] M. IMRAN, J. W. BIALEK, *Effectiveness of Zonal Congestion Management in the European Electricity Markets*, 2nd IEEE International Conference on Power and Energy, Johor Bahru, 1-3 dicembre 2008.
- [3] H. SINGH, S. HAO, A. PAPALEXOPOULOS, *Transmission Congestion Management in Competitive Electricity Markets*, IEEE Transactions on Power Systems, n. 2, vol. 13, 1998.
- [4] S. M. HARVEY, W. W. HOGAN, *Nodal and Zonal Congestion Management and the Exercise of Market Power*, Harvard University, John F. Kennedy School of Government, Center for Business and Government, 2000, disponibile su www.ksg.harvard.edu.com.
- [5] K. XIE, J. STONHAM, E. YU, G. LIU, *Decomposition Model and Interior Point Methods for Optimal Spot Pricing of Electricity in Deregulation Environments*, IEEE Transactions on Power Systems, n. 1, vol. 15, 2000.
- [6] S. M. H. NABAVI, M. A. S. MASOUM, A. KAZEMI, *Congestion Management in Nodal Pricing With Genetic Algorithm*, International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems, Nuova Delhi, 12-15 dicembre 2006.
- [7] P. ROY, S. SEN, S. SENGUPTA, A. CHAKRABARTI, *Genetic Algorithm Based Spot Pricing of Electricity in Deregulated Environment for Consumer Welfare*, 6th International Conference on Electrical and Computer Engineering, Dhaka, 18-20 dicembre 2010.
- [8] M. DONATI, *MANGAMS 1.0b, Manuale rapido per l'uso di GAMS*, 2002.
- [9] GAMS, *A User's Guide*, 2014.
- [10] R. PERFETTI, *Circuiti elettrici*, Zanichelli, 2012.
- [11] Appunti del corso di principi di sistemi elettrici.

6 Validazione e verifica

6.1 Fase di validazione

La validazione è costituita da diverse prove svolte sul codice implementato al fine di confermare la correttezza di ciò che è stato scritto.

La prima prova è servita per controllare che la prima parte del problema di ottimizzazione costituita dalle equazioni fosse scritta in modo corretto. Sono stati utilizzati i profili dei carichi e dei generatori per diverse reti (a partire da quella a 4 nodi fino ad arrivare a quella da 39) per condurre i calcoli di Power Flow tramite codici Matlab già disponibili e si sono confrontati i valori delle tensioni nodali in termini di modulo e fase che apparendo uguali hanno dato esito positivo al test.

La seconda prova di validazione del modello consiste nella creazione di offerte di acquisto e di vendita su una rete semplice da gestire come quella da 14 nodi, dell'esecuzione del mercato senza vincoli di corrente. Avendo creato precedentemente le curve aggregate è stato possibile verificare che le coppie presentate sul mercato che sono state accettate coincidessero con quelle che la teoria suggeriva.

Il terzo test è stato condotto una volta scritta la parte di codice che tratta i vincoli di corrente ed è stato condotto sulla rete a 14 e a 39 nodi. Tramite le equazioni che calcolano le correnti delle linee, sono stati identificati i casi più critici. Manualmente si è proceduto a fissare i valori di corrente massima per quei lati appena sotto il valore di corrente calcolato dal software. È stato eseguito il programma e si è verificato che la soluzione tenesse conto della violazione dei limiti stabiliti manualmente. Fatto questo, si è continuato con le prove arrivando al modello finale comprendente tutti i vincoli che caratterizzano il Security Constrained Optimal Power Flow.

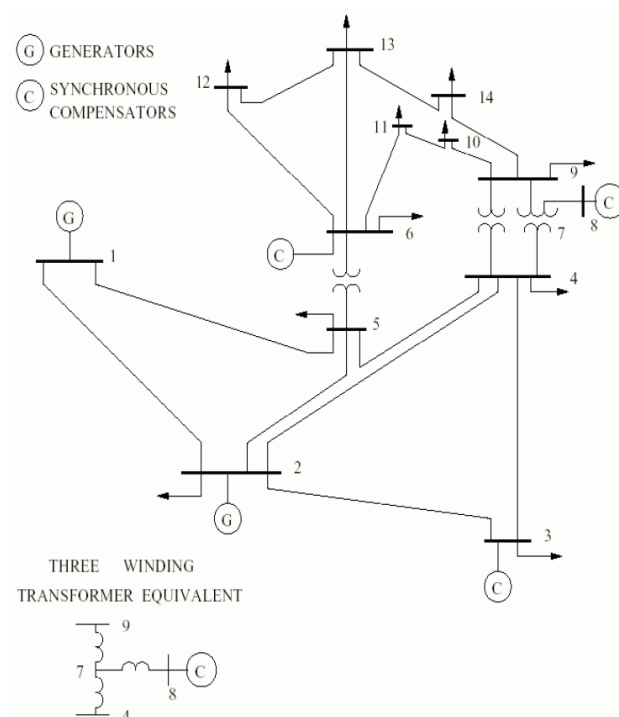


Figura 6.1 Rete a 14 nodi

La prova successiva è stata condotta imponendo a priori valori della matrice beta accettabili ma scelti in modo arbitrario. Questa è stata tenuta volontariamente molto sparsa al fine di controllare in maniera agevole i casi voluti. Si è dapprima controllato che GAMS conducesse i calcoli delle correnti relative ai vincoli N-1 correttamente confrontando i valori ottenuti dei casi evidenziati con quelli calcolati manualmente. Dopodiché è stata eseguita la funzione di Matlab che calcola la matrice beta e si sono confrontate le correnti con le correnti che calcola la funzione di Power Flow in Matlab imponendo la stessa configurazione di sistema. Da qui sono state evidenziate differenze non trascurabili sulle componenti reali della corrente per alcuni lati che sono stati poi individuati essere linee in parallelo. Per questo motivo si è intervenuti alla modifica parziale del codice Matlab, introducendo per il caso particolare di linee in parallelo il calcolo analitico del coefficiente di perturbazione in maniera diretta dai parametri del sistema (si veda al riguardo il Capitolo 5). La verifica successiva ha dimostrato che l'aggiunta portava giovamento alla realistica del modello. Similmente a quanto descritto per i vincoli in sicurezza N, è stata poi compiuta la verifica ai vincoli in sicurezza N-1, ossia forzando manualmente la corrente massima in N per alcune linee ad avere valori (calcolata a partire dai valori di corrente trovati dal mercato) tali che il programma si trova costretto ad attivare i vincoli dei lati specifici presi in esame.

Una volta che le prove parziali sono state portate a termine positivamente, si sono provati i modelli per diverse reti: quelle costituite da 14, 39, 59 e 118 nodi.

Sono state condotte ottimizzazioni successive partendo dal modello base fino ad arrivare a quello completo. Sulle reti di dimensioni più ridotte si sono potuti manipolare i dati di sistema per verificare in maniera profonda il comportamento del modello ed è tramite queste che si è validata la procedura realizzata, mentre per le reti più grandi ci si è limitati ad osservare la corretta attivazione dei vincoli e la coerenza dei valori ottenuti.

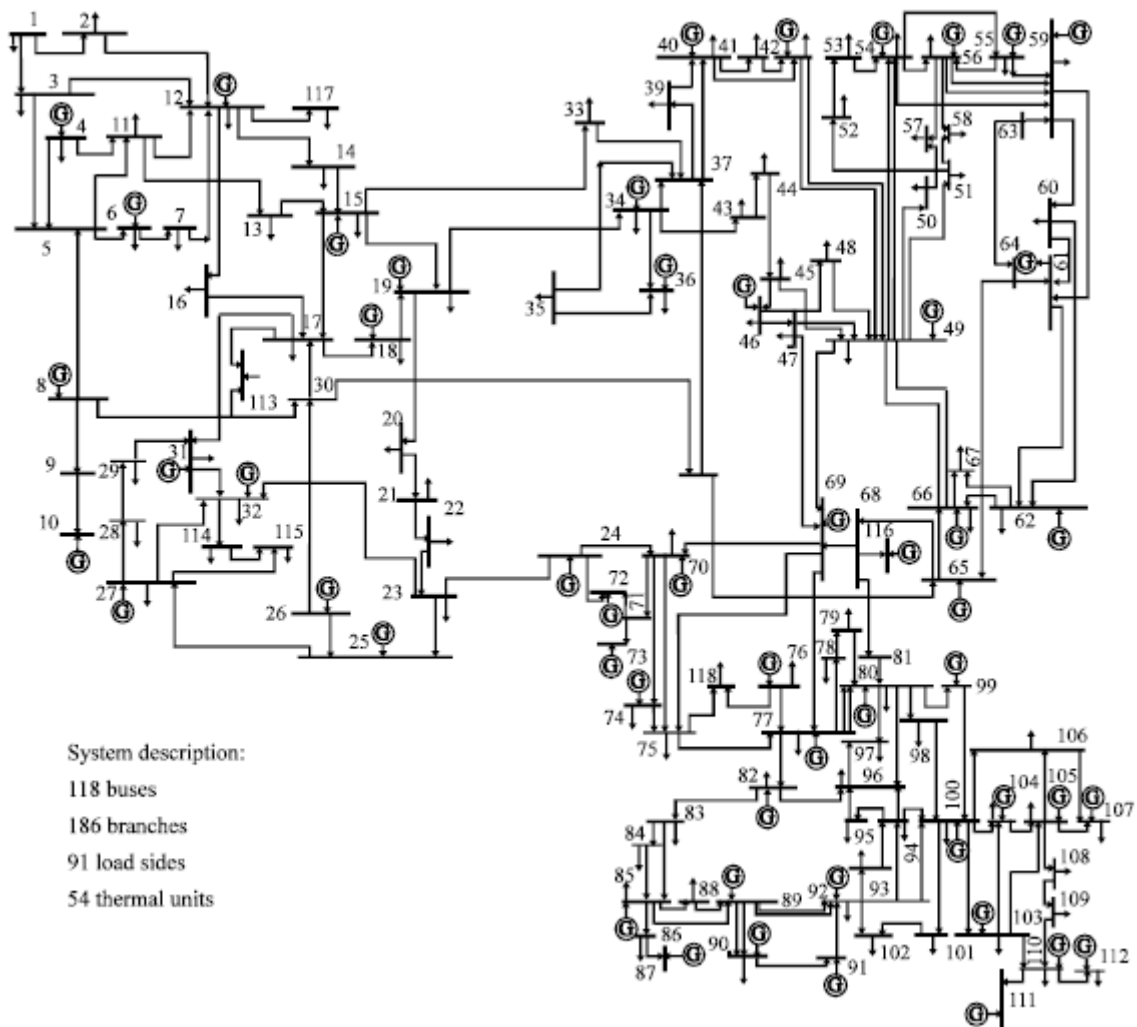


Figura 6.2 Rete a 118 nodi

6.2 Fase di verifica

La verifica del modello avviene tramite svariate ottimizzazioni condotte in condizioni diverse. La rete che viene utilizzata per tale scopo è quella a 39 nodi, disponibile per test didattici. Viene illustrata in figura 6.3 ed è costituita da: 46 linee, 12 trasformatori, 10 generatori e 19 carichi.

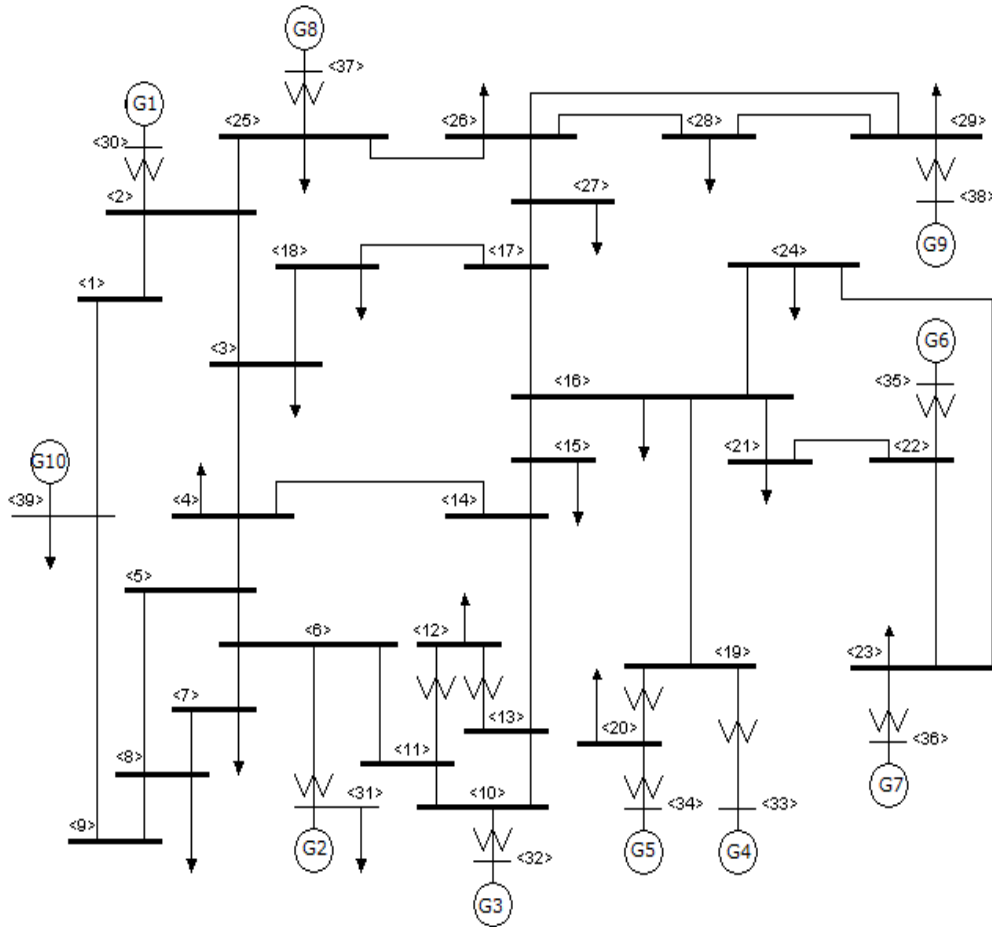


Figura 6.3 Rete a 39 nodi

6.2.1 Prima verifica: modello base e assenza di perdite di trasmissione

Il primo test è compiuto sul modello base, imponendo le resistenze dei collegamenti tra i lati tutte uguali a zero, in modo tale che non vi siano presenti perdite di potenza attiva. Esso dovrebbe coincidere, se condotto correttamente, con la risoluzione del mercato tramite modello zonale in assenza di congestioni interzonali.

La figura 6.4 illustra le curve di domanda e di offerta e il punto in cui avviene l'incrocio tra le due.

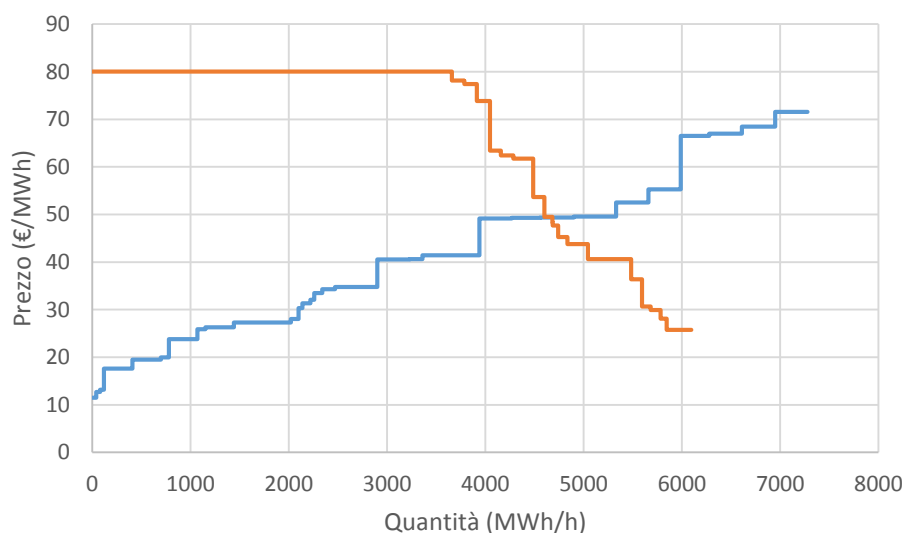


Figura 6.4 Offerte presentate e soluzione del mercato senza vincoli di corrente e perdite di trasmissione

La prima mostra le offerte presentate dai generatori ordinate in modo crescente rispetto al prezzo mentre la seconda illustra le offerte presentate dai consumatori. Il valore sottolineato rappresenta il prezzo di equilibrio, ovvero il Market Clearing Price.

Tabella 6.1 Offerte di vendita in ordine crescente

N. GENERATORE	GRADINO DI OFFERTA	QUANTITÀ [MWh/h]	PREZZO [€/ MWh]
7	1	40	11,479
8	1	40	12,675
10	1	40	13,168
7	2	290	17,643
8	2	290	19,483
9	1	80	19,960
7	3	290	23,807
2	1	80	25,865
8	3	290	26,290
10	2	580	27,311
1	1	80	28,030
6	1	40	30,296
3	1	80	31,321
5	1	40	32,057
4	1	80	33,479
1	2	130	34,312
9	2	430	34,758
2	2	330	40,581
1	3	130	40,594
10	3	580	41,454
3	2	330	49,141
5	2	290	49,273
6	2	340	49,372 = MCP
9	3	430	49,555
4	2	330	52,528
2	3	330	55,297
5	3	290	66,489
3	3	330	66,962
6	3	340	68,447
4	3	330	71,577

Tabella 6.2 Offerte di acquisto in ordine decrescente

NODO	GRADINO DI OFFERTA	QUANTITÀ [MWh/h]	PREZZO [€/ MWh]
3	1	193	80
4	1	300	80
7	1	140	80
8	1	313	80
12	1	5	80
15	1	192	80
16	1	197	80
18	1	95	80
20	1	377	80
21	1	164	80
23	1	149	80
24	1	185	80
25	1	134	80
26	1	83	80
27	1	169	80
28	1	124	80
29	1	170	80
31	1	6	80
39	1	662	80
24	2	123	78,158
31	2	4	78,085
3	2	129	77,433
16	2	132	73,845
27	2	112	63,402
15	2	128	62,380
4	2	200	61,720
29	2	113	53,691
28	2	82	49,512
12	2	3	48,370
26	2	56	47,648
7	2	94	45,245
8	2	209	43,771
39	2	442	40,595
21	2	110	36,349
25	2	90	30,658
23	2	99	29,918
18	2	63	28,140
20	2	251	25,723

Dalle tabelle si può osservare che le offerte dei generatori e dei carichi vengono ordinate e accettate dal modello in modo corretto. Si può verificare che le offerte che non vengono accettate dal modello di mercato (nella tabella 6.3) sono quelle che presentano prezzi superiori al prezzo di equilibrio (MCP), pari a 49,372 €/MWh. Il generatore con offerta marginale è collocato nel nodo 35 (generatore 6).

Tabella 6.3 Profili di generazione risultanti dal mercato privo di vincoli di sicurezza e in assenza di perdite di trasmissione

N. GENERATORE	NODO	P ₁	P ₂	P ₃
		[MWh/h]	[MWh/h]	[MWh/h]
1	30	80	130	130
2	31	80	330	0
3	32	80	330	0
4	33	80	0	0
5	34	40	290	0
6	35	40	122	0
7	36	40	290	290
8	37	40	290	290
9	38	80	430	0
10	39	40	580	580

In maniera analoga, le offerte da parte dei carichi che vengono rifiutate (nella tabella 6.4) sono quelle che trovano la loro massima disponibilità a pagare inferiore al MCP. Questo può essere confermato dalle successive due tabelle che rappresentano, rispettivamente, le offerte da parte dei consumatori che sono state scartate, ordinate in maniera decrescente col prezzo, e la soluzione del mercato.

Tabella 6.4 Offerte di acquisto con prezzo inferiore al MCP risultante dal mercato privo di vincoli di sicurezza e in assenza di perdite di trasmissione

NODO	GRADINO DI OFFERTA	QUANTITÀ [MWh/h]	PREZZO [€/ MWh]
12	2	3	48,370
26	2	55,6	47,648
7	2	93,52	45,245
8	2	208,8	43,771
39	2	441,6	40,595
21	2	109,6	36,349
25	2	89,6	30,658
23	2	99	29,918
18	2	63,2	28,140
20	2	251,2	25,723

Tabella 6.5 Profili dei prelievi provenienti dal mercato privo di vincoli di sicurezza e in assenza di perdite di trasmissione

NODO	P₁ [MWh/h]	P₂ [MWh/h]
3	193	129
4	300	200
7	140	0
8	313	0
12	4	0
15	192	128
16	197	132
18	95	0
20	377	0
21	164	0
23	149	0
24	185	123
25	134	0
26	83	0
27	169	112
28	124	82
29	170	113
31	6	4
39	662	0

Il modello poi, giustamente, pone tutte le componenti del moltiplicatore di Lagrange uguali al MCP in quanto il prezzo di fornitura nodale rimane indipendente dalla collocazione spaziale del cliente a seguito del fatto che momentaneamente non sono stati considerati né i vincoli di corrente, né le perdite di trasmissione [1].

Nel caso appena esaminato si può, quindi, ancora parlare di un solo Market Clearing Price perché esiste un solo generatore che rappresenta l'offerta marginale del mercato: per questo motivo i prezzi nodali coincidono con l'unico prezzo di equilibrio.

La letteratura definisce il caso senza perdite e privo di vincoli di transito "Equal Lambda Generation Dispatch" e lo studia, sebbene rappresenti una situazione irrealistica, poiché individua il punto di partenza per sviluppare ed esaminare in profondità il Nodal Pricing.

Nella tabella 6.6 vengono evidenziati i prelievi e le iniezioni di energia elettrica in rete: la loro differenza, che coincide con le perdite di trasmissione, risulta pari a zero.

Tabella 6.6 Quantità di energia elettrica in gioco

Energia prelevata dai carichi	4681,98 MWh/h
Energia prodotta dai generatori	4681,98 MWh/h
Perdite di trasmissione	0 MWh/h

Nella tabella seguente sono, invece, riportati: il surplus dei generatori, quello dei consumatori e il valore del benessere sociale, ovvero la quantità massimizzata dal modello di mercato.

Tabella 6.7 Benessere sociale e le sue componenti

Surplus generatori	154861,312 €/h
Surplus carichi	359910,802 €/h
Benessere sociale	205049,490 €/h

6.2.2 Seconda verifica: modello base e presenza di perdite di trasmissione

Il secondo test prevede l'inclusione delle perdite di trasmissione. In questo caso emerge molto più chiaramente la complessità intrinseca del modello. Infatti, come è possibile osservare in tabella 6.8, l'offerta non accettata completamente dal mercato rimane una, quella del generatore collocato nel nodo 35 (che vede diminuire la sua produzione), tuttavia, contrariamente al caso privo di perdite di rete, il generatore 2 vede tutte le sue offerte accettate, mentre nel caso senza perdite erano stati accettati solo 2 dei 3 gradini offerti. In generale si può confermare il fatto che è possibile che un mercato che rappresenta la rete di trasmissione nella sua interezza presenti più di una offerta di generazione non saturata. Si ipotizzi che, per esempio, siano due i generatori che si ritrovano con offerte non accettate completamente e li si chiami G1 e G2. La situazione appena individuata è causata, per esempio, dal fatto che G1 abbia presentato un'offerta con prezzo minore rispetto a G2, tuttavia la disposizione dei carichi fa sì che per via delle perdite di rete, convenga produrre da G2.

L'offerta ora accettata parzialmente dal mercato relativa al generatore 2 è costituita da un prezzo appena minore rispetto a quella del generatore 6 che, nell'esempio senza perdite, era

il generatore marginale che fissava il prezzo di mercato. Nonostante ciò, il mercato preferisce produrre energia ad un prezzo meno conveniente (seppure non di tanto) a fronte del fatto che le perdite diminuiscono il loro impatto. Questo avviene aumentando la produzione del generatore 6 e diminuendo quella del generatore 2, risultato che è visibile in tabella 6.8.

Tabella 6.8 Profili di generazione risultanti dal mercato privo di vincoli di sicurezza e in presenza di perdite di rete

N. GENERATORE	NODO	P ₁ [MWh/h]	P ₂ [MWh/h]	P ₃ [MWh/h]
1	30	80	130	130
2	31	80	330	0
3	32	80	286	0
4	33	80	0	0
5	34	40	290	0
6	35	40	198	0
7	36	40	290	290
8	37	40	290	290
9	38	80	430	0
10	39	40	580	580

In questo caso i carichi accettati, osservabili nella tabella 6.9, coincidono con quelli del caso precedente. Infatti l'ultima offerta accettata in ordine di prezzo rimane quella del generatore posto nel nodo 35. Ciò comporta che i carichi convenienti da dispacciare rimangono immutati.

Avendo due generatori dispacciati parzialmente si ha una differenziazione dei prezzi nodali. Non si parlerà più, quindi, di Market Clearing Price relativo all'intero mercato, bensì di prezzo zonale o, al massimo, nodale: si tratta di Location Marginal Pricing (LMP).

Tabella 6.9 Profili dei prelievi provenienti dal mercato privo di vincoli di sicurezza e in presenza di perdite di rete

NODO	P₁ [MWh/h]	P₂ [MWh/h]
3	193	129
4	300	200
7	140	0
8	313	0
12	4	0
15	192	128
16	197	132
18	95	0
20	377	0
21	164	0
23	149	0
24	185	123
25	134	0
26	83	0
27	169	112
28	124	82
29	170	113
31	6	4
39	662	0

La presenza di resistenze che caratterizzano le perdite di potenza attiva nelle linee elettriche, fa sì che i prezzi nodali cambino per tener conto dell'impatto delle iniezioni e dei prelievi sulle perdite di potenza attiva del sistema elettrico che costituisce energia effettivamente prodotta e quindi remunerata ai produttori.

I prezzi nodali coincidono con il prezzo marginale di generazione per il nodo 35 e per il 33 visto che in questi punti la fornitura di 1 MW aggiuntivo avviene tramite generazione nel nodo stesso. La rete di trasmissione non viene perciò utilizzata e le perdite sono nulle: anche il loro relativo costo è nullo. Gli altri nodi presentano prezzi maggiori perché il costo viene aumentato dal costo di consegna. Vi sono nodi che presentano, però, un prezzo nodale minore rispetto ai nodi di produzione marginale (scritti in rosso in 6.10).

Tabella 6.10 Prezzi nodali

NODO	PREZZO NODALE [€/MWh]	13	49,259	27	49,668
1	48,254	14	49,525	28	49,291
2	48,813	15	49,934	29	49,054
3	49,503	16	49,859	30	48,814
4	49,580	17	49,756	31	49,202
5	49,284	18	49,696	32	49,141
6	49,215	19	49,817	33	49,761
7	49,282	20	49,852	34	49,558
8	49,272	21	49,674	35	49,372
9	48,465	22	49,373	36	48,995
10	49,148	23	49,278	37	47,692
11	49,177	24	49,865	38	48,673
12	49,222	25	48,063	39	48,112
		26	49,234		

La comprensione e l'interpretazione di questi fenomeni non è affatto semplice; quello che si evince è che le correnti, rispetto al primo caso, si riducono per alcuni lati. Infatti, producendo meno, il generatore 6 collocato nel nodo 35, causa una generale diminuzione delle correnti nella zona in cui è posto. Questo porta ad avere il contributo delle perdite di potenza che, invece che aumentare il costo di fornitura di alcuni nodi, lo diminuisce. Alcuni tra i nodi caratterizzati da un prezzo nodale minore rispetto a quello del nodo del generatore marginale sono nodi di produzione di potenza. La richiesta di carico in questi nodi comporta intrinsecamente una diminuzione della corrente sui trasformatori che li connette alla rete di trasmissione. Tuttavia, i nodi che bisogna osservare sono quelli a valle del trasformatore, per esempio il nodo 23, 25 e 29. In questo caso è il nodo 25 ad evidenziare il comportamento appena descritto. Per il generatore 30 non vi sono trasformatori che lo interconnettono alla rete, ma per i nodi a cui si collega vale il medesimo ragionamento.

Dato il prezzo di generazione, la teoria ci dice che il prezzo nodale nel caso ancora senza vincoli di corrente è pari a:

$$(\epsilon + \Delta P_{perdite})P_G$$

$\Delta P_{perdite}$ è la quantità di potenza dissipata nella rete e che è attribuita al nodo. La quantità aggiuntiva prelevata dal nodo, indicata con ϵ , che per il calcolo di prezzo nodale è 1 MW, può essere rappresentata come un carico apparente che si aggiunge al carico già presente nel nodo. Può essere soddisfatto in due modalità: aumentando l'iniezione di potenza oppure diminuendo il prelievo. Il prezzo locale che si ottiene identifica il costo per soddisfare il

bisogno di un 1 MW aggiuntivo di potenza da parte dei consumatori per quel particolare nodo attraverso il dispacciamento maggiormente conveniente dell'intero sistema elettrico. Per il nodo 25, quello che si verifica è che $\Delta P_{\text{perdite}}$ è negativo (corrispondente ad una diminuzione delle perdite di trasmissione), perciò il prezzo nodale risulta inferiore rispetto al prezzo del nodo in cui avviene la generazione di potenza.

$$\uparrow \text{CARICO} \Rightarrow \downarrow \text{FLUSSI DI CORRENTE} \Rightarrow \downarrow \text{COSTO TOTALE DI SISTEMA}$$

Si faccia attenzione al fatto che il MW aggiuntivo non è associato alle offerte presentate sul mercato.

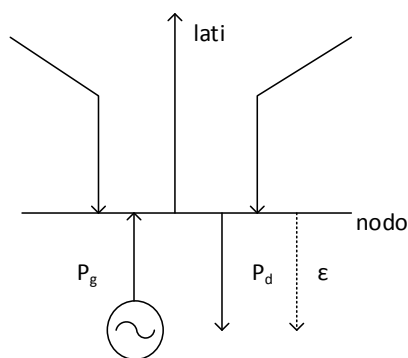


Figura 6.5 Rappresentazione nodale

La tabella 6.11 illustra i valori delle correnti circolanti nella rete. Si noti che i lati lungo cui avvengono i maggiori scambi di potenza sono quelli che rappresentano i trasformatori tra i gruppi di generazione e la rete ad altissima tensione.

Tabella 6.11 Valori delle correnti

LATO	CORRENTE [A]	10-11	197,6	26-28	112,1
1-2	524,1	10-13	787,2	26-29	148,5
1-39	524,1	13-14	812,2	28-29	473,0
2-3	1655,9	14-15	618,5	12-11	75,0
2-25	322,1	15-16	492,3	12-13	74,9
3-4	323,4	16-17	374,6	6-31	1038,2
3-18	612,9	16-19	231,5	10-32	948,0
4-5	825,5	16-21	601,5	19-33	219,0
4-14	267,6	16-24	244,7	20-34	885,2
5-6	853,8	17-18	370,8	22-35	643,7
5-8	106,6	17-27	67,5	23-36	1538,2
6-7	329,5	21-22	1023,3	25-37	1544,5
6-11	165,7	22-23	430,6	2-30	880,1
7-8	83,7	23-24	752,5	29-38	1275,9
8-9	856,8	25-26	901,4	19-20	124,9
9-39	850,3	26-27	730,8		

Dalla tabella 6.12 si può osservare che l'aver considerato le resistenze dei lati porta effettivamente a una produzione elettrica maggiore rispetto ai prelievi.

Tabella 6.12 Quantità di energia elettrica in gioco

Energia prelevata dai carichi	4681,98 MWh/h
Energia prodotta dai generatori	4714,47 MWh/h
Perdite di trasmissione	32,49 MWh/h

La tabella 6.13, se confrontata con la 6.6, mostra la diminuzione del benessere sociale: il surplus dei consumatori aumenta, ma aumenta maggiormente quello dei generatori. Questo significa che vi è stata una perdita di benessere sociale che va a spese della collettività.

Tabella 6.13 Benessere sociale e le sue componenti

Surplus generatori	156475,684 €/h
Surplus carichi	359910,802 €/h
Benessere sociale	203435,118 €/h

6.2.3 Terza verifica: modello base e senza perdite con allocazione delle perdite del caso in 6.2.2

Quello che si tenta di verificare ora è come il modello di mercato nodale risolve un mercato in cui le perdite di trasmissione vengono allocate ai carichi. Infatti, sebbene le perdite non sono quantità di energia elettrica consumata dai clienti, sono essi stessi che remunerano l'intera produzione dei generatori. Quello che attualmente si verifica nel Mercato del Giorno Prima italiano è l'allocazione delle perdite di rete ai carichi tramite fattori approssimativi. Ciò è dovuto al fatto che il modello zonale non elabora il comportamento dell'intera rete di trasmissione, perciò non è possibile identificare in modo preciso la ripartizione corretta della componente di energia elettrica prodotta dai generatori attribuita a perdite di rete. In aggiunta, il mercato fornisce un solo prezzo che riguarda la remunerazione da parte dei carichi. È perciò complesso allocare le perdite in modo metodico e disaggregato utilizzando un modello di mercato zonale. Per studiare in maniera puntuale come può essere gestita l'allocazione delle perdite di trasmissione nel caso nodale, si fa riferimento alla soluzione di mercato ottenuta nel caso precedente, ovvero per il modello di mercato privo di vincoli di sicurezza e con la presenza di resistenze lungo le linee elettriche.

Si è operato identificando le quantità di carichi accettate dal mercato; a queste è stata aggiunta, per ogni nodo, una parte delle perdite di trasmissione risultanti. La ripartizione delle dissipazioni di energia elettrica è stata compiuta proporzionalmente alla quantità di energia elettrica accettata e dispacciata per il nodo specifico.

$$OFFERTA_i = OFFERTA ACCETTATA_i + PERDITE \frac{OFFERTA ACCETTATA_i}{PRODUZIONE TOTALE}$$

Le offerte dei generatori sono state mantenute invariate, mentre quelle dei consumatori (con quantità calcolate come appena descritto) sono state tutte fissate a prezzo "infinito" in modo che la domanda risultasse anelastica. Si è fatto eseguire il modello di mercato ed in modo tale che ora è possibile trarre ulteriori considerazioni.

Innanzitutto si osserva dalla tabella 6.14 che il mercato ha giustamente accettato tutte le offerte da parte dei carichi, andando a soddisfare una quantità pari alla produzione definita dalla soluzione del mercato del caso precedente (in tabella 6.12).

Tabella 6.14 Quantità di energia elettrica in gioco

Energia prelevata dai carichi	4714,47 MWh/h
Energia prodotta dai generatori	4714,47 MWh/h
Perdite di trasmissione	0 MWh/h

Tabella 6.15 Benessere sociale e le sue componenti

Surplus generatori	156465,552€/h
Surplus carichi	377157,840 €/h
Benessere sociale	220692,288 €/h

A fronte dell'aver fissato come domanda dei carichi l'energia totale oraria prodotta dai generatori del caso precedente ed aver imposto nulle le resistenze delle linee ci si è ricondotti ad un problema in cui tutta l'energia elettrica generata viene prelevata dai carichi. Il surplus dei carichi aumenta a fronte dell'aumento dell'energia prelevata in aggiunta al fatto che il caso precedente presentava una parte di domanda elastica contrariamente alle offerte ora considerati che sono anelastiche al prezzo.

Il surplus dei generatori diminuisce di poco perché il dispacciamento in questo caso avviene esclusivamente per merito economico. Perciò, nonostante la quantità totale di energia elettrica oraria prodotta rimanga immutata, i profili di produzione dei generatori sono variati.

Tabella 6.16 Profili di generazione risultanti dal mercato privo di vincoli di sicurezza, senza considerare le perdite di rete ma allocando quelle calcolate nel test precedente

N. GENERATORE	NODO	P ₁	P ₂	P ₃
		[MWh/h]	[MWh/h]	[MWh/h]
1	30	80	130	130
2	31	80	330	0
3	32	80	330	0
4	33	80	0	0
5	34	40	290	0
6	35	40	154	0
7	36	40	290	290
8	37	40	290	290
9	38	80	430	0
10	39	40	580	580

Tuttavia da questa prova è possibile osservare gli svantaggi del modello zonale. Infatti, azzerando le resistenze ci si riconduce alla soluzione di mercato trovata dal modello di mercato zonale. Tale approccio fornisce un solo prezzo, pari al MCP.

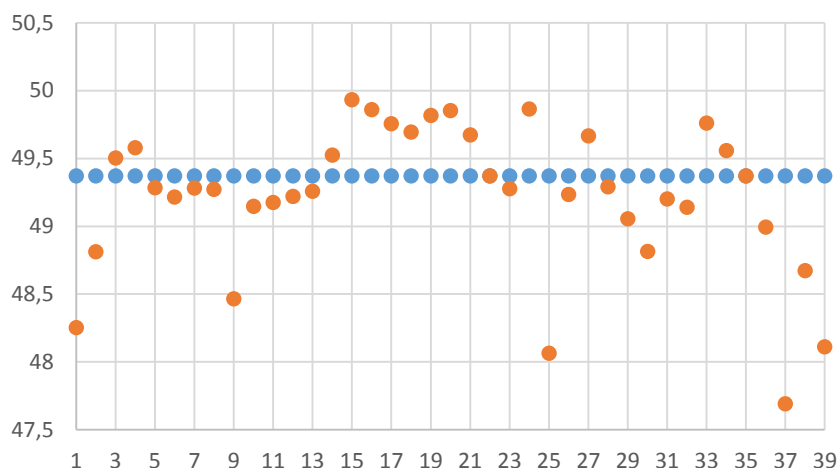


Figura 6.6 Distribuzione dei prezzi nodali per i seguenti due casi: modello che considera le perdite di trasmissione e modello che non considera le perdite ma alloca le stesse all'interno del profilo di carico

Nel caso precedente, invece, si individuano prezzi nodali differenti tra loro. Inoltre, la media dei prezzi nodali, pari a 49,224 €/MWh, risulta inferiore al MCP individuato:

$$MCP = 49,372 \text{ €/MWh}$$

Questo significa che il modello di mercato nodale, oltre che allocare direttamente le perdite di trasmissione ai carichi tramite la presenza delle resistenze delle linee, identifica una configurazione del sistema elettrico più efficiente. Ne consegue, per ultimo, un risparmio da parte dei consumatori in termini di esborso.

6.2.4 Quarta verifica: modello con vincoli di sicurezza N

Una volta fatte queste considerazioni, si può passare al modello successivo: quello che include i vincoli di sicurezza sotto forma di limiti alla corrente massima in condizioni di esercizio nominali. Si è deciso di osservare il comportamento del mercato fissando la corrente massima di un lato che collega la parte alta della rete a quella in basso, ovvero la linee tra il nodo 16 e il nodo 17, ad un valore appena sotto alla corrente osservata per quel lato in assenza di vincoli. Si è quindi fissata:

$$I(16,17) = 370 \text{ A}$$

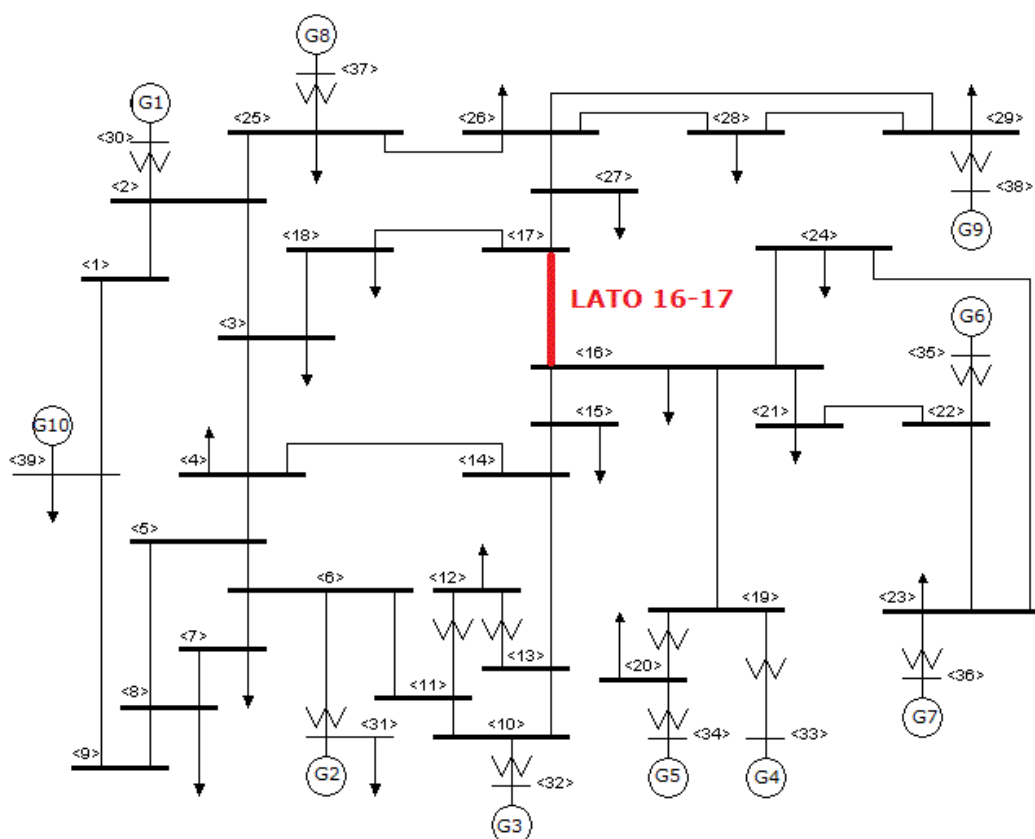


Figura 6.7 Rete a 39 nodi con vincolo sul lato tra i nodi 16 e 17

La tabella che segue mostra i valori delle correnti a valle del mercato: si può notare che la linee viene correttamente saturata fino al valore massimo ammissibile.

Tabella 6.17 Valori delle correnti

LATO	CORRENTE [A]	10-11	194,7	26-28	112,0
1-2	523,1	10-13	780,3	26-29	148,5
1-39	523,1	13-14	805,2	28-29	473,0
2-3	1655,9	14-15	612,0	12-11	74,9
2-25	323,2	15-16	494,1	12-13	74,9
3-4	326,1	16-17	370,0	6-31	1038,2
3-18	609,3	16-19	231,5	10-32	937,0
4-5	822,1	16-21	608,5	19-33	219,0
4-14	267,4	16-24	243,7	20-34	885,2
5-6	850,4	17-18	367,3	22-35	653,7
5-8	106,8	17-27	67,4	23-36	1538,2
6-7	328,8	21-22	1030,3	25-37	1544,5
6-11	163,3	22-23	426,8	2-30	880,1
7-8	84,4	23-24	756,4	29-38	1275,9
8-9	857,8	25-26	900,4	19-20	124,9
9-39	851,3	26-27	729,8		

I vincoli vengono, perciò, correttamente attivati per i lati che saturano la capacità di trasporto. Per questi lati la corrente sarà quindi pari alla massima capacità di trasporto espressa in corrente.

La tabella 6.18 mostra che anche il profilo di generazione risente del vincolo attivo nel ramo 16-17. Infatti la generazione nel nodo 35 aumenta ancora a fronte di una diminuzione della produzione di energia elettrica nel nodo 32.

Tabella 6.18 Profili di generazione risultanti dal mercato con vincoli di sicurezza N

N. GENERATORE	NODO	P ₁ [MWh/h]	P ₂ [MWh/h]	P ₃ [MWh/h]
1	30	80	130	130
2	31	80	330	0
3	32	80	282	0
4	33	80	0	0
5	34	40	290	0
6	35	40	203	0
7	36	40	290	290
8	37	40	290	290
9	38	80	430	0
10	39	40	580	580

Il profilo dei carichi, invece, non viene influenzato dall'introduzione di maggiori vincoli. Questo deriva dal fatto che la distribuzione della generazione è cambiata, mantenendo, però, il profilo ottimo dei carichi inalterato.

Il primo gradino di offerta viene accettato per tutti i carichi che presentano offerte sul mercato in quanto il prezzo è stato fissato pari a 80 €/MWh per tutti i nodi. Questo implica che, salvo situazioni particolarmente gravi, i prezzi di equilibrio si troveranno sempre al di sotto di tale valore e i carichi verranno soddisfatti.

Tabella 6.19 Profili dei prelievi provenienti dal mercato con vincoli di sicurezza N

NODO	P₁ [MWh/h]	P₂ [MWh/h]
3	193	129
4	300	200
7	140	0
8	313	0
12	4	0
15	192	128
16	197	132
18	95	0
20	377	0
21	164	0
23	149	0
24	185	123
25	134	0
26	83	0
27	169	112
28	124	82
29	170	113
31	6	4
39	662	0

I prezzi nodali indicano, poi, che i vincoli di sicurezza ne causano un loro aumento.

L'introduzione del vincolo ha creato, tra i due nodi che rappresentano gli estremi del lato, una variazione di prezzi. L'attivazione del vincolo fa sì che il sistema possa essere visto come due zone separate, similmente a quanto succede nel mercato zonale quando ci è presenza di congestioni interzonali.

Tabella 6.20 Prezzi nodali

NODO	PREZZO NODALE [€/MWh]	13	49,258	27	49,644
1	48,243	14	49,523	28	49,269
2	48,798	15	49,937	29	49,033
3	49,488	16	49,864	30	48,799
4	49,574	17	49,731	31	49,198
5	49,280	18	49,674	32	49,141
6	49,212	19	49,821	33	49,765
7	49,278	20	49,857	34	49,562
8	49,268	21	49,676	35	49,372
9	48,458	22	49,373	36	48,996
10	49,148	23	49,279	37	47,674
11	49,176	24	49,869	38	48,652
12	49,221	25	48,045	39	48,102
		26	49,212		

La soluzione di mercato evidenzia in questo caso la chiara differenza tra il modello nodale e quello zonale: qui non ci si riconduce più a delle curve aggregate di domanda e di offerta, bensì si individuano prezzi marginali riferiti ai singoli nodi riconoscendo ad ognuno, tramite costi di consegna, il contributo alle perdite di trasmissione e alle congestioni.

I prezzi diventano differenti a seconda della collocazione del punto fisico di consegna riflettendo la realtà, ovvero che le congestioni impediscono che l'energia elettrica sia fornita da generatori più convenienti. Si osserva come prima una progressiva diminuzione del benessere sociale, anche se molto lieve, in quanto il valore di corrente massima fissato è inferiore alla corrente calcolata in assenza di vincoli di soli 4 A. Il vincolo viene affrontato dal modello di mercato individuando una soluzione di ottimo che presenta un valore di benessere sociale minore che indica un aggravio dei costi per i clienti.

Tabella 6.21 Quantità di energia elettrica in gioco

Energia prelevata dai carichi	4681,98 MWh/h
Energia prodotta dai generatori	4714,45 MWh/h
Perdite di trasmissione	32,47 MWh/h

Tabella 6.22 Benessere sociale e le sue componenti

Surplus generatori	156475,715 €/h
Surplus carichi	359910,802 €/h
Benessere sociale	203435,087 €/h

6.2.5 Quinta verifica: modello completo con vincoli di sicurezza in N-1

Infine si esamina il comportamento del modello di mercato soggetto a vincoli che riguardano la sicurezza in condizioni di rete integra e a seguito di contingency.

Per questa prova è stato fissato il vincolo di corrente massima del lato 16-17 pari a

$$I(16,17) = 390 A$$

in modo tale da collocare il limite appena sopra il valore di corrente individuato nel caso di modello base con perdite di rete. Il vincolo di corrente in sicurezza N non dovrebbe, così, venire attivato mentre quello in sicurezza N-1 dovrebbe attivarsi a fronte del guasto di qualche altro elettrodotto. La procedura di Contingency Ranking sviluppata in Matlab, difatti, individua come lato da controllare quello tra i nodi 16 e 17, a seguito dei guasti lungo le linee che collegano i nodi 2-3, 3-4, 8-9, 9-36 e 15-16. Inoltre viene identificato un altro lato che necessita di verifiche sul soddisfacimento dei vincoli in sicurezza N-1: quello tra i nodi 2 e 3, causato dal mettere fuori servizio i lati tra i nodi 8-9 e 9-39. In tabella 6.19 è possibile osservare i valori di corrente nel lato 2-3 nei casi di scatto linea del lato 8-9 e del lato 9-39, considerati separatamente. I limiti di corrente massima sono stati posti pari a 2300 A, valore molto alto, per tutti i lati, eccezion fatta per il lato 16-17 su cui si voleva sviluppare i ragionamenti.

$$I(2,3) = 2300 A$$

$$I(16,17) = 390 A$$

Moltiplicando il valore di corrente massima per il fattore correttivo che tiene conto della tipologia del lato, si ottiene:

$$I^{\max, N-1}(2,3) = 2760 A$$

$$I^{\max, N-1}(16,17) = 468 A$$

Osservando la prima tabella si evince che non si attiva alcun vincolo per il lato che collega i nodi 2 e 3 poiché ogni congestione presa in esame non causa il raggiungimento della corrente massima in condizioni N-1: le correnti si mantengono inferiori a 2760 A, perciò i vincoli associati non vengono attivati. Lo stesso non si può affermare per il lato tra i nodi 16 e 17. Infatti dalla tabella 6.20 si può osservare che la corrente nella linea raggiunge il limite di sicurezza N-1 a seguito dello scatto della linea tra i nodi 9 e 36. Per gli altri guasti i vincoli non vengono attivati, viceversa per questo caso specifico il vincolo diventa attivo. Ciò significa che il vincolo di corrente in sicurezza N-1 è attivo e influenza i profili di generazione e di carico dell'esito del mercato. Se nessun vincolo di sicurezza N-1 fosse stato attivo si sarebbero osservati i medesimi risultati del caso riportato nella sottosezione 6.2.4.

Tabella 6.23 Corrente del lato tra i nodi 2 e 3 in condizioni N-1

SCATTO LINEA	CORRENTE [A]
8-9	2377,1
9-39	2381,6

Tabella 6.24 Corrente del lato tra i nodi 16 e 17 in condizioni N-1

SCATTO LINEA	CORRENTE [A]
2-3	294,9
3-4	387,0
8-9	466,3
9-36	468,0
15-16	119,9

Dalla tabella 6.25 si può constatare che l'attivazione del vincolo inerente gli scambi fisici in presenza di un guasto lungo le linee fa diminuire la corrente che transita nei lati più a rischio, nonostante il limite di corrente massima in condizione nominale non venga superato.

Tabella 6.25 Valori delle correnti

LATO	CORRENTE [A]	10-11	200,5	26-28	139,7
1-2	500,1	10-13	730,1	26-29	201,5
1-39	500,1	13-14	731,4	28-29	500,6
2-3	1706,9	14-15	440,0	12-11	86,5
2-25	301,6	15-16	1153,2	12-13	64,5
3-4	577,7	16-17	214,5	6-31	1154,7
3-18	522,8	16-19	510,9	10-32	880,5
4-5	929,4	16-21	873,4	19-33	382,6
4-14	443,8	16-24	728,1	20-34	916,3
5-6	932,8	17-18	273,2	22-35	1052,0
5-8	22,2	17-27	138,8	23-36	1553,5
6-7	320,5	21-22	1308,9	25-37	1557,2
6-11	170,4	22-23	306,3	2-30	984,9
7-8	89,7	23-24	890,2	29-38	1298,0
8-9	913,2	25-26	930,7	19-20	174,1
9-39	892,6	26-27	706,0		

Questo è dovuto al fatto che sono ora attivi, per questi lati (per la situazione presa in considerazione solo il lato 16-17), i vincoli che limitano la corrente in presenza di un guasto lungo la rete elettrica. Come è già stato possibile osservare nei capitoli precedenti, l'avvenimento di un fuori servizio per specifici lati causa innalzamenti della corrente repentini e pericolosi in altri collegamenti: per questo il modello deve tenere conto di queste situazioni di pericolo introducendo limiti di corrente in condizioni di sicurezza N-1. I lati che superano il valore della corrente massima in presenza di guasto sono costretti a limitare i loro scambi al valore soglia calcolato da GAMS. Di conseguenza anche la corrente in condizioni nominali, legata a quella in condizioni di guasto tramite le equazioni descritte nel capitolo 5, viene ridotta. Quanto detto è visibile dalla tabella 6.21 in cui sono riportati i valori di corrente che si verificano nella condizione di ottimo identificata dal mercato. Si osserva che la corrente calcolata a rete integra nel lato con vincolo attivo diminuisce di oltre 150 A.

Inoltre, è possibile notare la nuova configurazione di generazione, con i generatori più convenienti (come il generatore 3) limitati a produrre quantità sempre inferiori a seguito del problema di ottimizzazione che considera maggiori vincoli. Questi vincoli risultano, perciò, maggiormente stringenti ma divengono necessari in quanto meglio rappresentano le condizioni di sicurezza di cui il sistema elettrico abbisogna durante l'esercizio.

Tabella 6.26 Profili di generazione risultanti dal mercato con vincoli di sicurezza N-1

N. GENERATORE	NODO	P ₁	P ₂	P ₃
		[MWh/h]	[MWh/h]	[MWh/h]
1	30	80	130	130
2	31	80	330	0
3	32	80	182	0
4	33	80	23	0
5	34	40	290	0
6	35	40	340	0
7	36	40	290	290
8	37	40	290	290
9	38	80	430	0
10	39	40	580	580

Per il caso specifico il vincolo attivo causa una diminuzione della produzione per conto del generatore 3 presente nel nodo 32, viceversa si manifesta maggior produzione per il generatore 4 che offre energia elettrica a 52,528 €/MWh per il secondo gradino di offerta.

Dalla distribuzione dei prezzi nodali, è poi possibile identificare le aree che necessitano interventi di sviluppo della rete di trasmissione. Infatti, visto che il generatore presente nel nodo 32 risulta essere tra quelli che offrono quantità di energia a prezzi più convenienti, ci si aspetterebbe che competa a questo fornire l'energia elettrica necessaria, tuttavia la capacità di transito stabilita per il lato 16-17 ne limita le potenzialità. Ciò è visibile dai prezzi: il generatore nel nodo 32 presenta un costo (coincidente con il costo di produzione dell'energia) minore a quello del nodo 33. Si noti che i rispettivi nodi dei due generatori sono gli unici ad avere prezzi nodali coincidenti con l'offerta di vendita in quanto identificano i costi marginali del sistema elettrico.

Al generatore 3 non viene assegnata la priorità alla produzione rispetto al generatore 4 dato che il secondo gradino di offerta del generatore 4 viene accettato parzialmente nonostante il non completo dispacciamento dell'offerta del medesimo gradino per il generatore 3.

La componente di costo relativa alla consegna del servizio alza in modo rilevante il prezzo di fornitura. A conseguenza di ciò, i generatori non particolarmente economici vengono accettati a produrre dal mercato a condizione che non vengano violati i limiti di sicurezza.

Quanto osservato conferma la teoria che dice che le aree esportatrici hanno prezzi di equilibrio bassi mentre quelle che importano li hanno più elevati. Tuttavia la considerazione

fatta nel modello zonale viene estesa puntualmente al sistema elettrico riferendosi al modello nodale, identificando con maggior precisione i collegamenti a rischio.

Tabella 6.27 Prezzi nodali

NODO	PREZZO NODALE [€/MWh]	13	49,3349	27	46,32071
1	45,43395	14	49,79545	28	46,07619
2	46,01748	15	51,9955	29	45,80236
3	47,09541	16	52,62607	30	45,99572
4	49,03093	17	46,07841	31	48,88146
5	48,95459	18	46,5075	32	49,14112
6	48,93107	19	52,58914	33	52,52808
7	48,98123	20	52,63086	34	52,33264
8	48,95579	21	52,39552	35	52,0552
9	47,99655	22	52,04506	36	51,71534
10	49,1548	23	51,97719	37	44,74328
11	49,08862	24	52,62202	38	45,3934
12	49,21577	25	45,16828	39	45,28949
		26	46,04798		

L'andamento dei prezzi nodali e la loro distribuzione vengono illustrati in figura 6.7 dove si può osservare la maggior differenziazione dei prezzi all'aumentare della complessità del modello nodale. Infatti, il modello che implementa in modo completo i vincoli che garantiscono la sicurezza del sistema elettrico è quello che vede i valori dei prezzi oscillare maggiormente. Per di più si mantiene al di sotto delle medie dei prezzi calcolate per le altre soluzioni di mercato: questo aspetto è confermato dalla tabella 6.24.

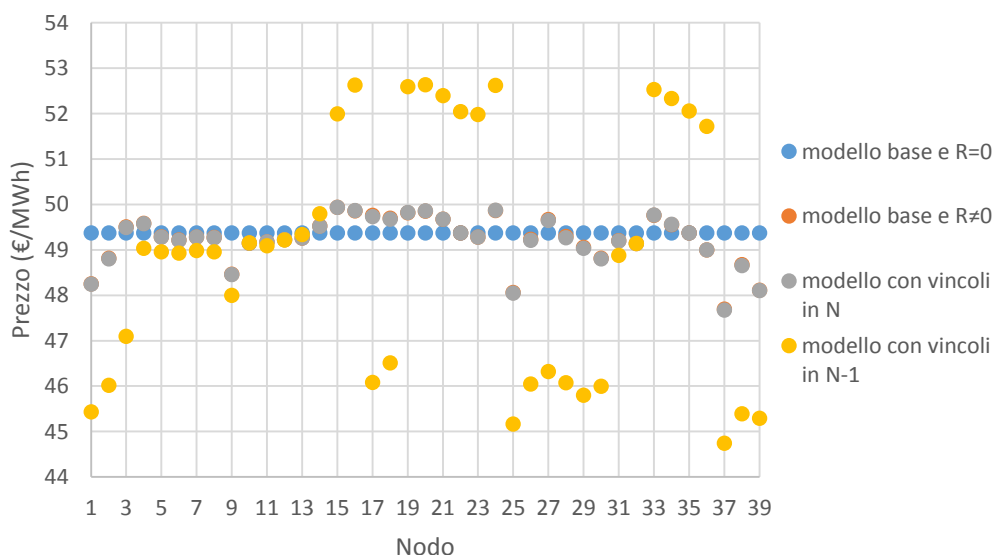


Figura 6.8 Andamento dei prezzi nodali per i diversi modelli

Tabella 6.28 Valore medio, minimo e massimo dei prezzi nodali per le verifiche effettuate

	MODELLO BASE E R=0 [€/MWH]	MODELLO BASE E R≠0 [€/MWH]	MODELLO CON VINCOLI IN N [€/MWH]	MODELLO CON VINCOLI IN N-1 [€/MWH]
MEDIA	48,896	49,217	49,224	49,372
MINIMO	44,743	47,674	47,692	49,372
MASSIMO	52,631	49,937	49,934	49,372

Questo perché il vincolo attivo influenza il comportamento del mercato.

Il sistema elettrico testata sul modello di mercato SCOPF completo manifesta i nodi con costi di fornitura più alti e più bassi rispetto agli altri test.

Quello che risulta in primis è la presenza di nodi in cui il prezzo di fornitura cala repentinamente. Questo accade per i nodi collocati nella zona di destra, ed evidenziata in figura 6.8, dove il vincolo attivo sul ramo 16-17 impedisce la piena importazione di energia elettrica.

La zona in alto risulta invece essere quella esportatrice, con i generatori vincolati a produrre al di sotto delle loro capacità a causa del limite imposto.

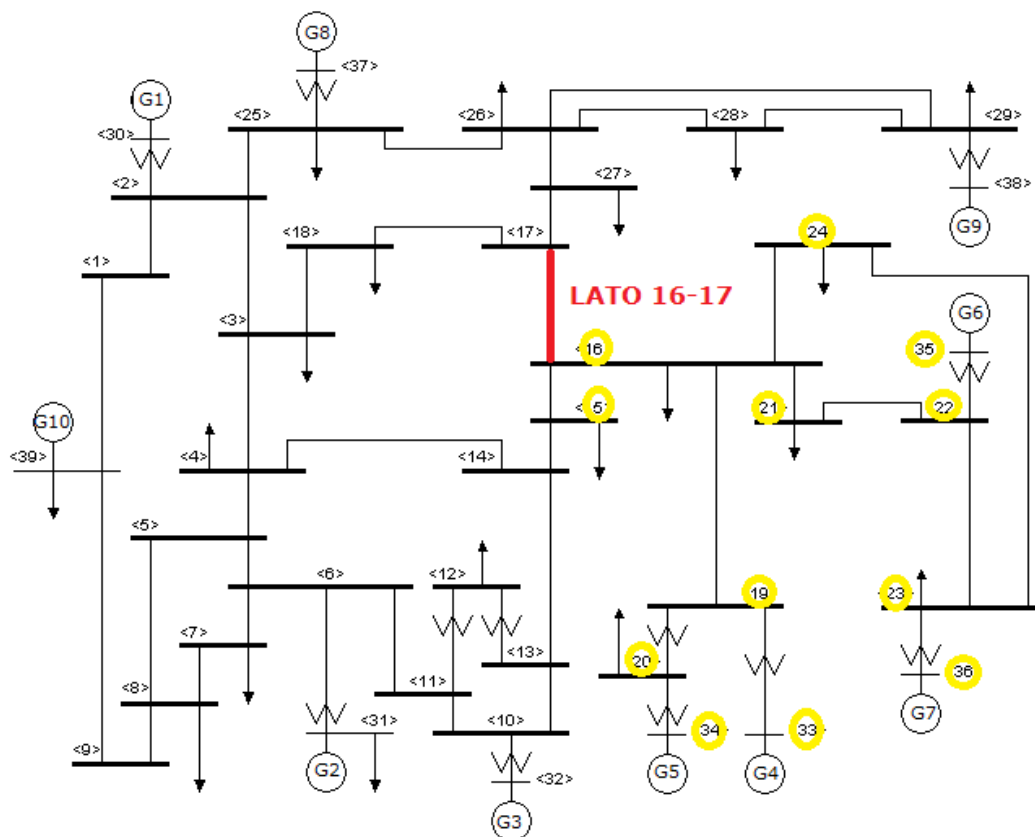


Figura 6.9 Nodi esportatori in evidenza

Il modello nodale permette, perciò, un'analisi profonda dello stato della rete di trasmissione, rendendo più agevole il compito di identificare le zone più convenienti per la produzione di energia elettrica e quelle che necessitano di interventi di ampliamento dell'infrastruttura. Inoltre, è esente da approssimazioni e fattori soggettivi che riguardano, nel caso di modello di mercato zonale, il calcolo della TTC e la definizione stessa delle zone. Questo porta ad un'elevata adattabilità del profilo di dispacciamento identificato come ottimo rispetto alla condizione reale del sistema elettrico.

Bibliografia di capitolo

- [1] T. ORFANOIANNI, G. GROSS, *A General Formulation for LMP Evaluation*, IEEE Transactions on Power Systems, n. 3, vol. 22, 2007.

7 Applicazione al caso studio

7.1 Descrizione della rete analizzata

Il caso studio su cui si incentra il lavoro di tesi consiste nella simulazione del modello SCOPF di mercato applicato alla rete di trasmissione italiana. La rete che si ha a disposizione è una rete test appositamente sviluppata dal gruppo di ricerca del Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano. Il file di rete, in origine, includeva l'intera rete di media, alta e altissima tensione: è stato, perciò, necessario, implementare funzioni in linguaggio Matlab che prendessero in input la rete completa e restituissero la parte di trasmissione, con tensione pari a 220 kV e 380 kV, al fine di poter gestire un sistema di dimensioni ridotte. Inoltre, le eventuali congestioni tipiche del sistema di subtrasmissione (132 kV e 150 kV) sono gestite da Terna mediante procedure differenti rispetto a quanto compiuto sulla rete di trasmissione (inclusa anche la riconfigurazione della rete). In figura 7.1 è possibile osservare la rete di trasmissione italiana a 380 kV.



Figura 7.1 Rete italiana a 380 kV al 31 dicembre 2014 [1]

La figura in 7.2 rappresenta la restante parte di rete che costituisce la rete di trasmissione italiana, ovvero quella a 220 kV.

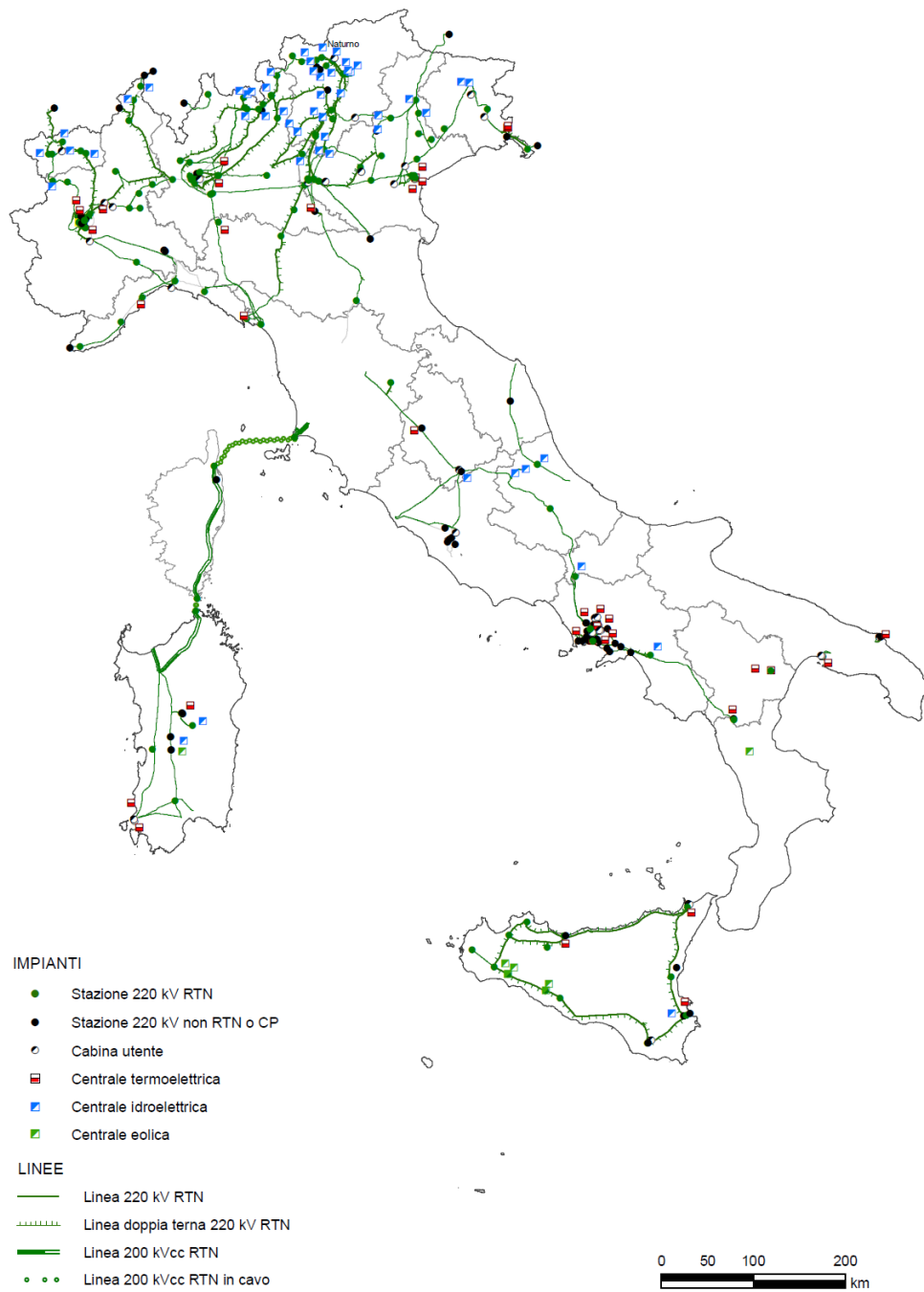


Figura 7.2 Rete italiana a 220 kV al 31 dicembre 2014 [1]

Tramite codici appositamente creati, è stato generato un modello equivalente della rete di subtrasmissione per cui il modello in studio è costituito solo dal sistema di generazione direttamente connesso alla trasmissione, dal sistema di trasmissione e dalle interfacce tra la rete di trasmissione e di subtrasmissione (ossia dai trasformatori AAT/AT).

Il sistema elettrico era inizialmente costituito da circa:

- 7600 nodi a cui vanno sommati 110 nodi derivanti dalla rappresentazione elettrica dei trasformatori a tre avvolgimenti;
- 9400 lati, di cui 6700 sono linee elettriche, 2700 sono trasformatori;
- 3500 generatori.

Per opera del codice sviluppato è stata svolta la separazione delle zone estere, delle zone di tensione inferiore a 220 kV, l'individuazione e la conseguente eliminazione di isole all'interno della rete, la rimozione dei lati rappresentanti i trasformatori a tre avvolgimenti. Ci si è serviti dei primi due passi per identificare la sola rete di trasmissione mentre gli ultimi due passi sono stati resi necessari per rendere il sistema elettrico stabile ai fini dei calcoli da effettuare successivamente.

È stata, perciò, ottenuta una rete che possiede:

- 1415 nodi,
- 1738 lati, di cui 865 costituiti da trasformatori a due avvolgimenti,
- 465 generatori.

Lo scenario studiato ha individuato un carico totale pari a 29249 MWh/h a fronte di una capacità di generazione installata che corrisponde all'incirca a 72000 MW. Vi è, tuttavia, da sottolineare che il valore di capacità installata individuata non tiene conto, se non in piccola misura, dei nodi di generazione che si allacciano alla rete a tensione minore.

La capacità installata risulta pressoché suddivisa in base alla tecnologia secondo i valori riportati in tabella 7.1. Come si evince dalla tabella, sono i termo-elettrici a rappresentare la maggioranza della generazione sulla rete di trasmissione. Risulta importante anche l'idroelettrico, che comprende anche le centrali: di pompaggio, ad acqua fluente, a serbatoio, a bacino e di modulazione. Non ci si deve stupire della bassa capacità installata per il fotovoltaico. Questa tecnologia, infatti, incrocia i bisogni delle piccole utenze, le quali si connettono alla rete di bassa tensione. Il modello tiene comunque conto dei quantitativi di energia elettrica prodotta dalle reti sottostanti a quella ad alta tensione poiché nel modello di rete è rappresentato il carico netto.

Tabella 7.1 Capacità installata lungo la rete di trasmissione nazionale e suddivisione in base alla tipologia d'impianto

TIPOLOGIA DI IMPIANTO	CAPACITÀ INSTALLATA [MW]
CC Centro & Sicilia	15303
CC Sud	8808
CC nord	16379
CC olio combustibile + gas	1576
CICLO COMBINATO	42067
Carbone	9262
Olio combustibile (+gas)	6318
TERMO-ELETTRICO	15580
TRADIZIONALE	
TURBOGAS	1254
Idroelettrico	11569,7
Fotovoltaico	699,2994
Eolico	108,1
Biomassa	161
RINNOVABILE	12538
TOTALE	71439

7.2 Assunzioni alla base del caso applicativo

Il sistema elettrico è costituito da 1415 nodi, ciascuno dei quali rappresenta un carico, e 465 generatori. Un sistema di tali dimensioni, se si adottano le assunzioni finora scelte, porta alla risoluzione di un modello di mercato con un numero di variabili e di vincoli molto elevato. Infatti, se con N_n si individua il numero di nodi totali della rete, con N_l il numero dei lati e con N_g il numero dei generatori, si ottiene un problema con:

- $2 \times N_n$ equazioni di Power Flow, scritte sia per la potenza attiva sia per quella reattiva;
- $(2 \times N_n - 1)$ vincoli di upper e lower bound per le variabili di tensione in modulo e fase;
- $2 \times N_n$ vincoli di upper e lower bound per le variabili rappresentanti le offerte in termini di quantità di energia elettrica presentate dai consumatori;
- $3 \times N_g$ vincoli di upper e lower bound per le variabili in termini di quantità di energia elettrica offerte dai generatori;

- Un numero di n vincoli sulla massima corrente in condizioni di sicurezza N , valore che, in generale, è ragionevole pensare aumenti con la dimensione della rete;
- Un numero di m vincoli sulla massima corrente in condizioni di sicurezza $N-1$, valore che, come detto per il punto precedente, è ragionevole pensare aumenti con la dimensione della rete.

Se ci si limitasse ad eseguire il modello in queste condizioni, risulterebbe un problema costituito da un numero minimo di vincoli (coincidente con il caso di modello base) pari a 9884. La ripartizione dei vincoli necessari è visibile in tabella 7.2. Aumentando le dimensioni del problema e, di conseguenza, del numero di equazioni che rappresentano i vincoli, il problema risulta di maggiore difficoltà risolutiva. Appare perciò utile introdurre ipotesi che semplifichino il modello al fine di arrivare ad una soluzione in tempi ragionevoli. Inoltre, non avendo a disposizione gli effettivi costi di generazione dei singoli produttori di energia elettrica, la strutturazione delle offerte secondo l'approccio descritto nel Capitolo 5 causa solamente l'aumento delle dimensioni del problema, senza vantaggi aggiuntivi sulla realistica delle offerte. Per questo si è deciso di non modellizzare le offerte dei generatori come offerte a tre gradini, bensì si è adottata come scelta modellistica quella di un singolo gradino di offerta, che presentano come prezzi il costo medio di produzione.

Tabella 7.2 Numero dei vincoli considerati nel modello nodale qualora non fossero introdotte ipotesi semplificative

2830	Equazioni di Power Flow
2829	Vincoli di upper e lower bound per le tensioni
2830	Vincoli di upper e lower bound per le offerte dei consumatori in termini di quantità di energia elettrica
1395	Vincoli di upper e lower bound per le offerte dei generatori in termini di quantità di energia elettrica

Tuttavia si specifica che il modello arriva a soluzione anche nel caso in cui si considera il problema senza introdurre ipotesi semplificative, sebbene impieghi tempi maggiori di calcolo e necessiti di condizioni di partenza opportunamente stabilite.

Come già detto, i reali costi di produzione dei singoli generatori non sono disponibili perché costituiscono dati sensibili. Per ovviare a questa mancanza, le offerte, fornite al mercato come dato di input, sono state formulate nel seguente modo: l'ampiezza del gradino di offerta

è stato fissata pari alla massima energia oraria producibile dall'impianto mentre il prezzo è stato scelto basandosi sul Levelized Cost Of Energy (LCOE) delle tecnologie dei gruppi di generazione, reperiti dalla bibliografia [2][3].

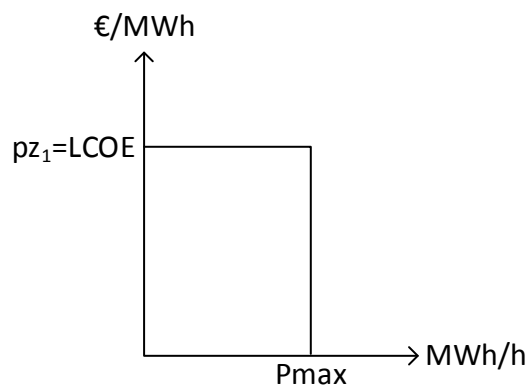


Figura 7.3 Schematizzazione delle offerte dei generatori per il caso studio

Da tale assunzione fanno eccezione gli impianti di produzione da fonte rinnovabile. Infatti, nonostante il LCOE assume valori simili a quelli delle tecnologie che sfruttano combustibili fossili, questi hanno priorità di dispacciamento: le offerte sono state, perciò, fissate ad un prezzo molto basso, pari a 5 €/MWh per garantire che il modello di mercato le accetti. Inoltre, per gli impianti che producono energia elettrica con fonti rinnovabili, l'ampiezza del gradino di offerta, rappresentante la massima quantità di energia elettrica presentata sul mercato e perciò iniettabile in rete, non è più pari alla potenza installata. Gli impianti di produzione da fonte rinnovabile dipendono da fonti che sono aleatorie per natura, la produzione è di per sé non programmabile e, salvo rari casi, non raggiunge la massima capacità produttiva. Per questo motivo l'ampiezza dell'offerta è stata posta pari al valore di generazione dello specifico impianto, opportunamente assunto per la creazione di uno scenario quanto più realistico.

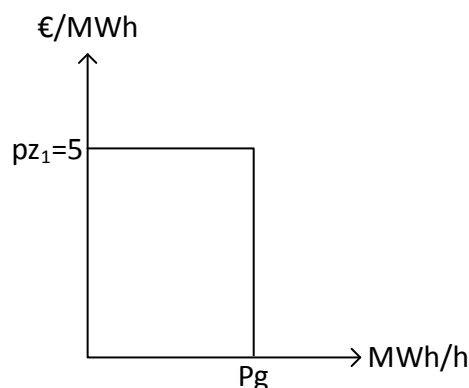


Figura 7.4 Rappresentazione delle offerte degli impianti da fonti rinnovabili per il caso studio

Data la complessità del sistema elettrico derivante dal numero di variabili in gioco, il modello è ancora più sensibile all'inizializzazione delle variabili. Si è deciso di eseguire il mercato nodale eseguendo in modo sequenziale le varie tipologie implementate in modo tale che il modello descriva il sistema elettrico in maniera più realistica possibile: ciò vuol dire che, se si sceglie il modello di mercato con vincoli di sicurezza N-1 si risolverà prima il modello senza vincoli e quello con vincoli di sicurezza N. In questo modo è possibile, quindi, inizializzare al meglio le variabili ed ottenere la soluzione in tempi più ridotti. Quanto descritto nel capitolo 5 riguardo il modello rimane, tuttavia, valido: ci si è solamente limitati ad adattare gli strumenti a disposizione al caso specifico in esame.

I profili di carico e generazione di partenza del sistema elettrico a disposizione fanno riferimento ad una generica giornata. Tuttavia, non conoscendo le reali condizioni che il mercato sperimenta, tra cui le offerte presentate dagli operatori di mercato, sono state fatte scelte mirate al fine di rendere la configurazione del sistema elettrico ragionevole:

1. Le centrali termoelettriche a ciclo combinato del Sud Italia offrono energia elettrica ad un prezzo medio minore rispetto alle medesime centrali collocate al Nord. Questo perché le centrali del Meridione sono generalmente più efficienti grazie al fatto che sono state installate in tempi più recenti. Storicamente si è, infatti, registrata un'inversione di tendenza dei prezzi zionali dell'energia elettrica: se, prima dell'entrata in esercizio dei nuovi impianti, si osservava un prezzo zonale dell'energia maggiore al Sud, ora avviene il contrario, ovvero è al Nord che si produce ad un prezzo maggiore.
2. La Sicilia sarà, tra poco, interconnessa con la penisola tramite il nuovo elettrodotto "Rizziconi-Sorgente". Fino ad oggi i generatori posti sull'isola offrono a prezzi tendenzialmente più alti rispetto a Puglia, Calabria o Campania. Infatti, essi sfruttano

il fatto che l'unico elettrodotto tra Sicilia e Calabria ha limitate capacità di transito. Questo provoca spesso volte una separazione nel mercato tra la zona definita dalla Sicilia e il resto dell'Italia: le centrali siciliane si trovano, quindi, accettate dal mercato per sopperire alla minore quantità di energia elettrica importata. Nel tempo questo ha portato ad un progressivo aumento dei prezzi delle offerte presentate dai generatori siciliani che tentano di aumentare il loro profitto sfruttando tale situazione a loro favorevole. Ad oggi il nuovo elettrodotto da circa 2000 MW, contro i circa 250 MW di scambio offerti da quello precedente, non è ancora in esercizio; non si conoscono, perciò, le strategie di offerta che adotteranno i produttori in Sicilia. Per questo motivo si è scelto di analizzare il comportamento del mercato elettrico considerando l'attuale configurazione del collegamento e di attenersi alla tendenza di offerte osservata negli anni passati, mantenendo le offerte dei generatori siciliani al di sopra dei generatori collocati lungo il Sud della penisola. Lo scenario sviluppato dal Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano include le nuove linee che dovrebbero entrare in esercizio, come il caso siciliano. Queste linee sono state poste fuori servizio per lo scenario di rete base, in modo tale che non vi circoli potenza e non influenzino il risultato mercato. Nello scenario di rete alternativo queste linee sono state incluse.



Figura 7.5 Il nuovo elettrodotto "Rizziconi-Sorgente" [4]

Il modello di rete per la regione Sardegna, visto il particolare collegamento in corrente continua con il continente, non è esplicitamente rappresentato, per cui si tiene conto della sua presenza attraverso un prefissato scambio di potenza nel nodo di Latina dove si connette il cavo SAPEI.

Le offerte dei generatori non rinnovabili, in termini di prezzo, sono state formulate ipotizzandole pari al costo di produzione degli impianti. I valori utilizzati nelle simulazioni sono quelli riportati in tabella 7.3. Si precisa qui che l'obiettivo del lavoro non è quello di simulare il mercato elettrico italiano in quanto i dati necessari non sono disponibili. L'obiettivo, invece, è di sviluppare un modello di calcolo nodale da testare su un modello di rete realistico per verificarne i vantaggi e le proprietà di convergenza.

Tabella 7.3 Prezzi delle offerte presentate dai generatori non rinnovabili fissati opportunamente in funzione delle assunzioni considerate

TIPOLOGIA DI IMPIANTO	PREZZO MARGINALE DI PRODUZIONE [€/MWh]
CC Centro & Sicilia	75
CC Sud	61
CC nord	79
CC olio combustibile + gas	65-80
Carbone	52
Olio combustibile (+gas)	65-80
Turbogas	100

3. Sono inoltre stati considerati i vincoli di sicurezza N e N-1 come più avanti verrà descritto.

Inoltre, visto che il range di tensioni ammissibili stabilito nel capitolo 5 creerebbe notevoli flussi reattivi, all'interno di una rete di trasmissione notevolmente estesa, si è deciso di restringere tale intervallo a:

$$0.9 pu \leq V_{M_i} \leq 1.1 pu \quad \forall i = 1, \dots, N_n$$

in modo tale che i valori dei moduli delle tensioni si attengano ai valori di normale esercizio consigliati nonostante la componente reattiva non sia oggetto del dispacciamento.

7.3 Simulazione della rete italiana in assenza di vincoli di sicurezza

Si vuole analizzare la soluzione fornita dal modello di mercato nodale trascurando, per ora, i vincoli di sicurezza N e N-1. In particolare, in questo caso, ci si deve attendere una differenza dei prezzi nodali dovuta al differente impatto che le iniezioni nodali hanno sulle perdite. In figura 7.6, per comodità di lettura, si riportano i prezzi medi per regione e si può notare una notevole differenziazione dei prezzi benché i vincoli di corrente non siano stati inclusi nel modello. I risultati ottenuti apparentemente potrebbero essere imputati alle perdite di trasmissione ma si può notare come tali differenze di prezzo siano dell'ordine anche di 10 €/MWh. Tali valori non sono giustificabili solo attraverso il differente impatto delle iniezioni nodali sulle perdite del sistema. Andando infatti ad analizzare nel dettaglio i risultati ottenuti, si osserva che tali differenze di prezzo sono dovute al fatto che alcuni generatori particolarmente convenienti non sono stati selezionati dal modello di ottimizzazione a fronte di altri decisamente più costosi che sono stati selezionati. Tale risultato porta alla differenziazione del prezzo rappresentata in figura 7.6.

Più dettagliatamente, nei dati di ingresso del modello sono presenti offerte provenienti da cicli combinati del Sud Italia che risultano, in base a quanto spiegato nella sezione 7.2, economici, e quindi sono generatori potenzialmente accettati. Nella soluzione trovata, però, essi sono esclusi: la centrale Ise di Taranto non viene selezionata nonostante offra energia elettrica a 61€/MWh, mentre in Lombardia accade che l'impianto di Rise Sesto venga chiamato a produrre sebbene offra al prezzo di 75 €/MWh. In Emilia Romagna, alcuni gruppi di generazione in provincia di Piacenza, in particolare, tra cui l'impianto La Casella di Castel San Giovanni, vengono accettati, seppur non completamente, presentando offerte sul mercato oscillanti tra 70 e 75 €/MWh.

Per capire la soluzione determinata dal modello si è proceduto come segue: si è individuata la soluzione del mercato che si sarebbe dovuto avere nel caso di un modello senza vincoli di trasmissione e dove le perdite sono indicativamente pari a 400 MW ordinando gli impianti per offerta crescente. La soluzione così individuata mediante un semplice foglio di calcolo ha consentito di conoscere il profilo di produzione che si sarebbe dovuto ottenere dal modello di OPF, nel quale i vincoli di corrente non sono inclusi. Dopo di che si è proceduto a eseguire un semplice calcolo di Power Flow sul modello di rete imponendo come profilo di generazione quello individuato e si è potuto verificare che il modello di Power Flow non va

in convergenza. Questo è indice del fatto che la rete elettrica con il profilo di generazione di semplice merito economico non consente (per problemi connessi alla regolazione di tensione) di sostenere gli scambi di potenza sulla rete. Per verificare quanto detto si è proceduto a eseguire un calcolo di OPF nel quale sono state introdotte due varianti al modello di calcolo: tra le variabili di controllo sono state introdotte le tensioni dei nodi di generazione e del saldo e i vincoli di upper e lower bound sulle tensioni sono stati aumentati a valori volutamente irragionevoli. La soluzione così ottenuta coincide in questo caso con la soluzione di semplice merito economico e il prezzo marginale per tutti i nodi del sistema elettrico si aggira tra circa 68 €/MWh e 70 €/MWh. Tutti i generatori con offerta inferiore a 70 €/MWh sono stati dispacciati al massimo della capacità offerta, e l'unico generatore parzialmente dispacciato è quello marginale, ossia il generatore di Piombino, offerto proprio a 70 €/MWh. Se, invece, nel modello di OPF si introducono dei limiti ragionevoli di tensione, la soluzione individuata è quella descritta all'inizio di questo paragrafo. In questo caso, al fine di pervenire a un OPF che sia in convergenza e con un profilo ragionevole di tensione è necessario scartare alcune offerte competitive a vantaggio di altre meno vantaggiose. Tale risultato è particolarmente importante poiché mostra due elementi di rilievo:

- la sicurezza sul sistema elettrico non è solo da ricondurre ad aspetti associati alle correnti, ma anche le problematiche di controllo di tensione possono giocare un ruolo fondamentale nel selezionare le offerte sul mercato dell'energia;
- il modello nodale, grazie ai vincoli di Power Flow esplicitamente rappresentati, consente di tenere in conto gli aspetti di sicurezza di cui al punto precedente, pervenendo così a una soluzione del mercato realistica. A tal riguardo, è da notare che la soluzione di puro merito economico avrebbe dovuto essere modificata dal gestore di rete a valle delle verifiche di sicurezza di tensione che normalmente vengono svolte dopo la chiusura dei mercati dell'energia (MGP e MI) e quindi modificata all'interno dell'MSD a costi decisamente più elevati rispetto al MGP.

Per quanto detto, la differenza dei prezzi nodali rappresentati in figura 7.6 è quindi imputabile in piccola parte al differente impatto delle perdite, e in misura decisamente rilevante ai vincoli di uguaglianza (le equazioni di Power fFow) e di tensione che rappresentano un altro fondamentale aspetto della sicurezza per un sistema elettrico. Il

modello nodale, tra i suoi pregi, ha la possibilità di tenere conto di tali aspetti in modo efficace già direttamente a livello di MGP.

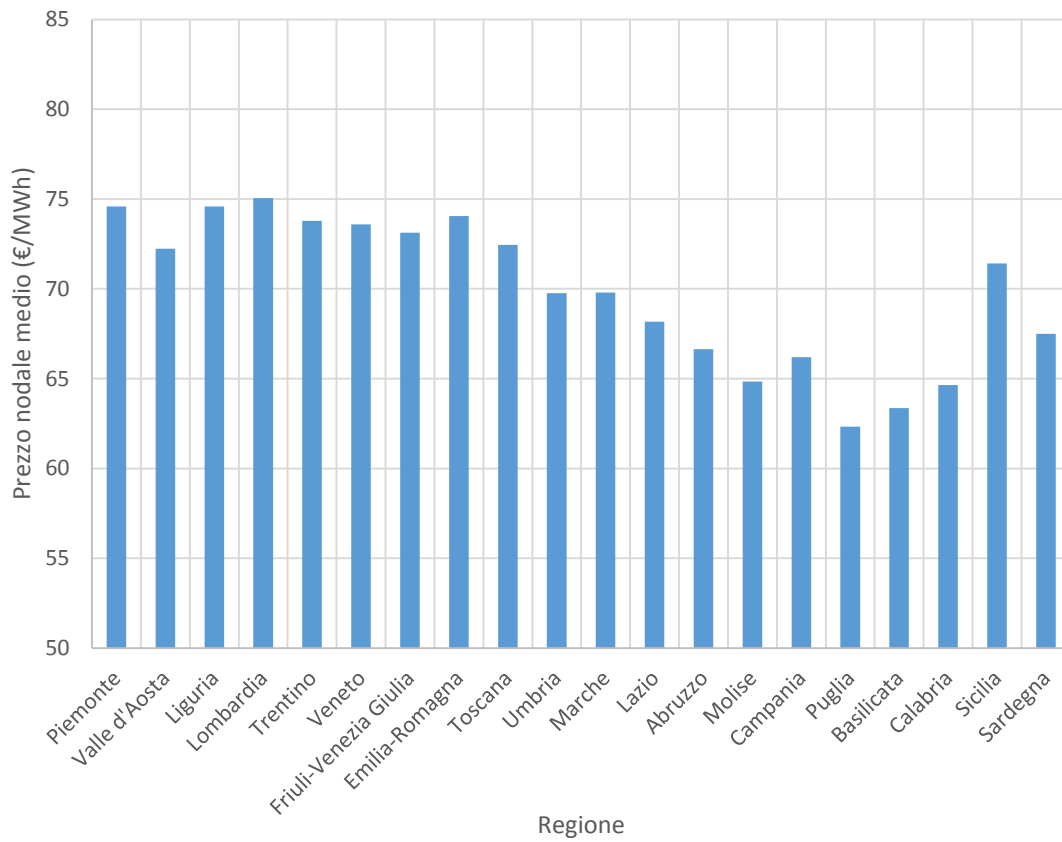


Figura 7.6 Andamento dei prezzi nodali nelle regioni d'Italia in assenza di vincoli di sicurezza

7.3 Simulazione della rete italiana in presenza di vincoli di sicurezza N

Si prende in esame ora il modello di mercato nodale includendovi i vincoli di corrente relativi all'esercizio del sistema elettrico in sicurezza N.

Il profilo di generazione si modifica rispetto alla prova priva di vincoli di corrente: ciò è dovuto alla presenza di vincoli attivi. Si verificano, infatti, tre congestioni lungo le linee elettriche:

- Tra il Ricevitore Sud e il nodo di Tavazzano (in Lombardia);
- Tra Monte San Savino (Toscana) e Pietrafitta (Umbria);
- Tra Pietrafitta e Villavalle (in Umbria);
- Tra Sorgente Corriolo (Sicilia) e la Stazione Elettrica di Bolano;
- Tra Vellai e Polpet (in Veneto).

Le congestioni sono mostrate nelle seguenti due immagini. La prima immagine è relativa alla rete di trasmissione a 220 kV, dove si trovano le prime tre congestioni, più quella tra Vellai e Polpet. Quella, invece, tra lo stretto di Messina si trova sulla rete di trasmissione a 380 kV. Per questo è mostrata nella figura 7.9.

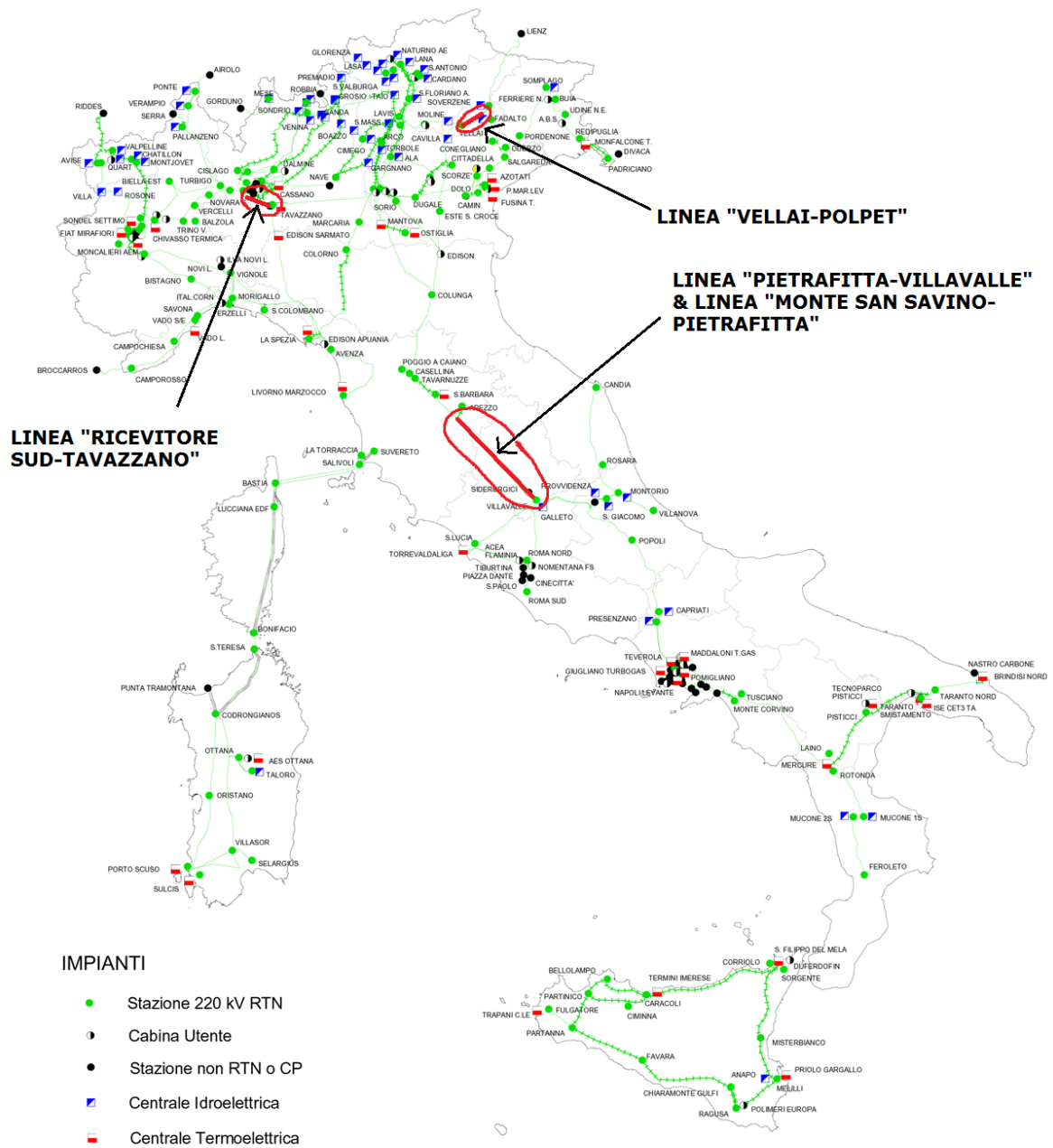


Figura 7.8 Congestioni sulle linee a 220 kV [5]

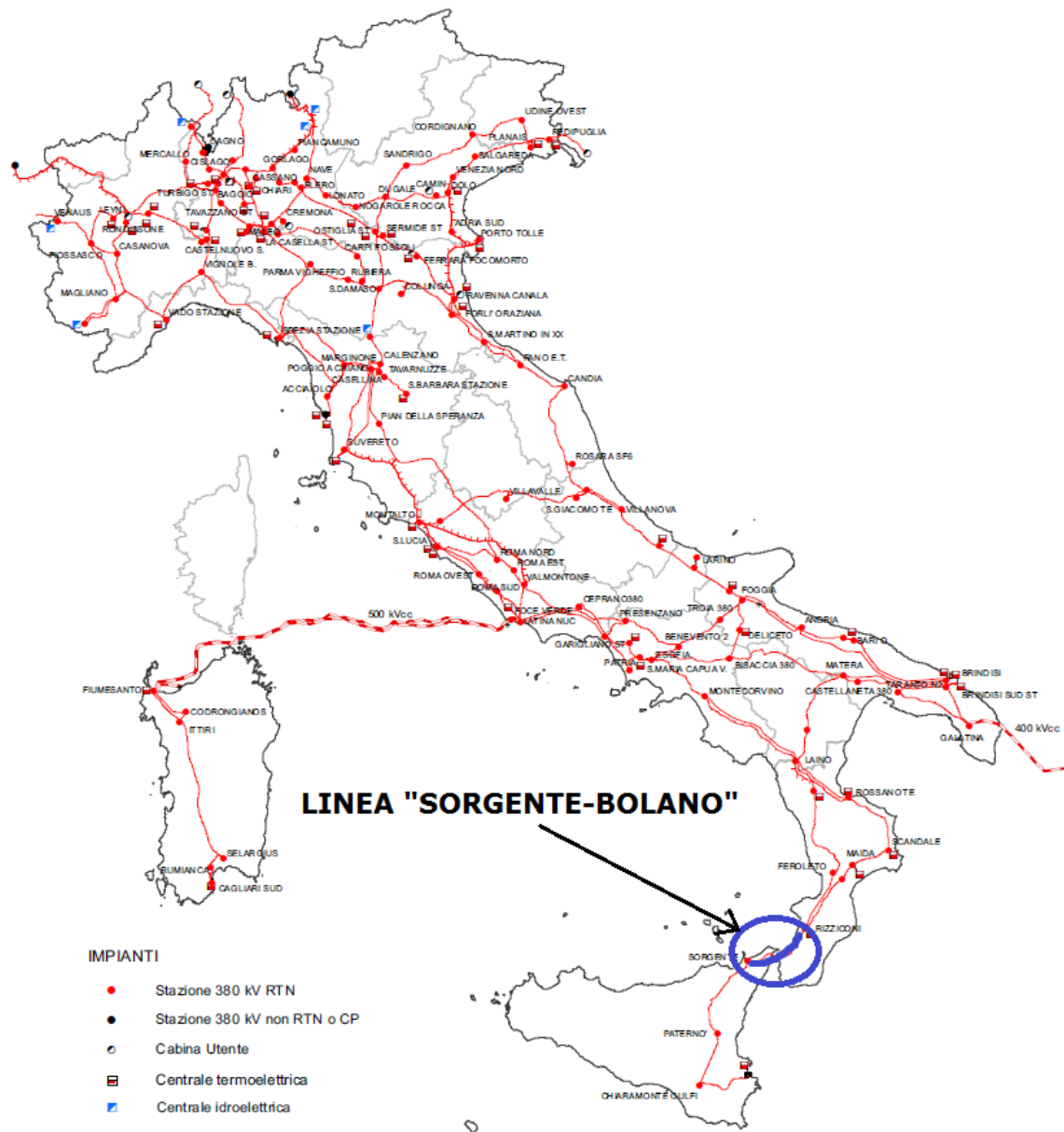


Figura 7.9 Congestioni sulle linee a 380 kV [1]

La prima congestione e l'ultima nell'elenco si trovano al Nord. Per l'approccio zonale queste rappresenterebbero congestioni intrazonali; non sarebbero, perciò, visualizzate dal Mercato del Giorno Prima. Il modello di mercato nodale, invece, le identifica e le risolve.

Quello che si osserva in Lombardia è un aumento medio dei prezzi nodali, dovuti all'allocatione dei costi delle perdite di trasmissione create dal nuovo profilo di generazione. La congestione che si verifica impatta sulla distribuzione dei prezzi, come si osserva dalla figura 7.10, tuttavia non può essere interpretata come la causa dell'aumento della media dei prezzi per l'intera regione. Questo lo si giustifica analizzando i prezzi dei due nodi di

Tavazzano e del Ricevitore Sud per il modello privo di vincoli di corrente e con i vincoli di sicurezza N: nel primo caso essi risultano, rispettivamente, pari a 75,96 e 75,41 €/MWh mentre in presenza della congestione i prezzi nodali assumono i valori e 76,82 e 75,68 €/MWh. I prezzi tra i due nodi presentano una differenza maggiore, ma non tale da giustificare l'incremento del prezzo per tutta la Lombardia. La congestione è sì vincolante per il modello di mercato ma non ha grande impatto sul dispacciamento.

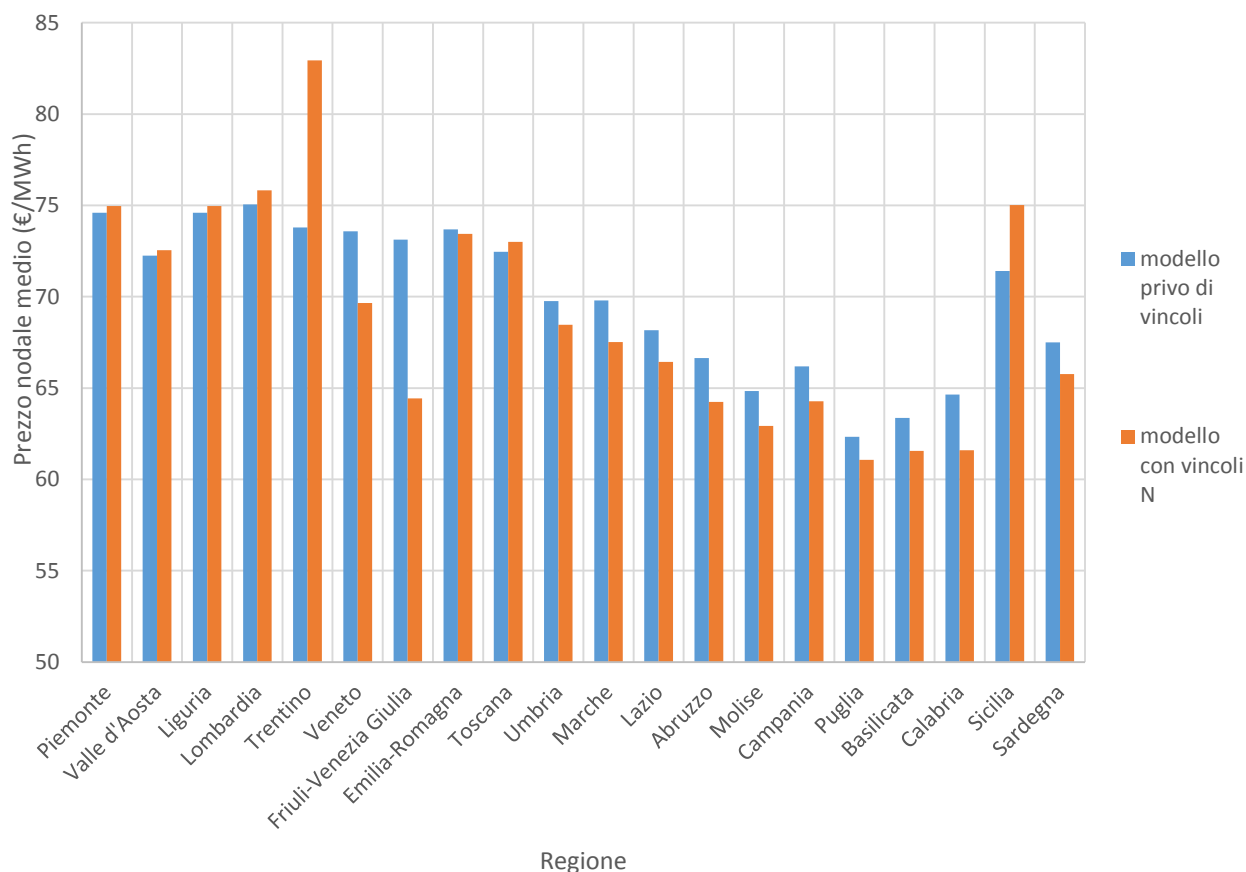


Figura 7.10 Andamento dei prezzi nodali nelle regioni d'Italia per il modello privo di vincoli di sicurezza e il modello con vincoli N

La congestione tra Vellai e Polpet, paesi nel bellunese, invece, provoca il brusco innalzamento di alcuni nodi del Trentino Alto-Adige che sono collegati al Veneto da un'unica linea elettrica, di più di 25 €/MWh. La zona al confine tra Veneto e Alto-Adige è perciò costretta a rifornirsi da generatori più costosi. In più le perdite di rete in una zona così poco magliata contribuiscono ad innalzare il prezzo di fornitura dell'energia. Le zone importatrici, una volta individuata la separazione delle zone, sono il Veneto e il Friuli-Venezia Giulia: in presenza di congestione sono caratterizzati da prezzi nodali minori perché

parte della generazione economica non viene dispacciata. Queste generazioni rappresentano gli operatori ad offerta marginale per la zona.

Quello che si nota è che la variazione del prezzo medio nodale delle regioni è spesso causata da fenomeni locali che interessano pochi nodi. Tale aspetto è da tenere in considerazione per le variazioni dei prezzi in figura 7.11. Ciò che conta non è tanto la collocazione geografica (le regioni) bensì la collocazione elettrica degli eventi di congestione. Per questo aspetto l'analisi nodale costituisce uno strumento di notevole efficacia rispetto all'approccio semplificato adottato dal modello di mercato zonale.



Figura 7.11 Variazione dei prezzi medi delle regioni italiane del modello con vincoli N rispetto al modello privo di vincoli di sicurezza

Similmente a quanto descritto per la congestione in Veneto, accade tra Sicilia e Calabria. La congestione che si verifica lungo la linea “Sorgente-Bolano” crea un differenziale di prezzo tra le due regioni. La Sicilia non importa più tutta l’energia ad essa necessaria, perciò parte dell’energia elettrica richiesta dalle utenze della regione dovrà provenire dai generatori locali. Questo comporta un aumento dei costi dell’energia elettrica, che sarà a discapito dei consumatori e a vantaggio dei produttori. La Calabria, che rappresenta la zona esportatrice, può sfruttare le centrali termoelettriche a basso costo. Non essendo arrivate tutte al completo dispacciamento, i prezzi nodali della regione si abbassano. La congestione, quindi, crea una differenza di costo tra le zone, ma in maniera ancora più evidente, crea una forte differenza di prezzo tra i nodi che giacciono alle estremità della linea saturata.

La congestione tra Sicilia e Calabria, insieme a quelle che si verificano tra Monte San Savino e Villavalle (Pietrafitta è un nodo di scambio), sono interzonali. Il mercato zonale ne tiene conto ma in maniera approssimata tramite un’unica TTC tra le zone. Il modello di mercato nodale, invece, identifica, come in questo caso, la linea responsabile della separazione in zone economiche.

Le variazioni negative delle regioni meridionali della penisola, visibili in figura 7.11, testimoniano il fatto che la congestione tra Umbria e Toscana favorisca il dispacciamento di energia elettrica prodotta in maniera poco efficiente al Nord e renda disponibile energia elettrica economica al Sud.

La soluzione identificata presenta un valore di energia elettrica complessivamente prodotta inferiore rispetto al caso in cui il modello non considera le correnti massime di esercizio nominale: significa che, visto che il profilo e la collocazione dei carichi rimane costante, le perdite di trasmissione sono state ridotte, ma remunerate a prezzo più caro. Infatti si osserva una diminuzione del benessere sociale, fattore che indica che la minor quantità di energia prodotta è stata generata in modo meno efficiente.

7.4 Simulazione della rete italiana con vincoli di sicurezza N-1

Il Mercato del Giorno Prima viene, invece, risolto tramite modello nodale completo. Ossia si impongono i vincoli di corrente in sicurezza N-1. Utilizzando lo scenario sviluppato appositamente per questo lavoro di tesi, il mercato individua due vincoli attivi aggiuntivi rispetto alla risoluzione precedente. Questi vincoli corrispondono alle linee:

- “Vellai-Polpet”
- “Provvidenza-Villavalle”

I prezzi nodali medi si vedono variare ulteriormente, come mostrato in figura 7.12.

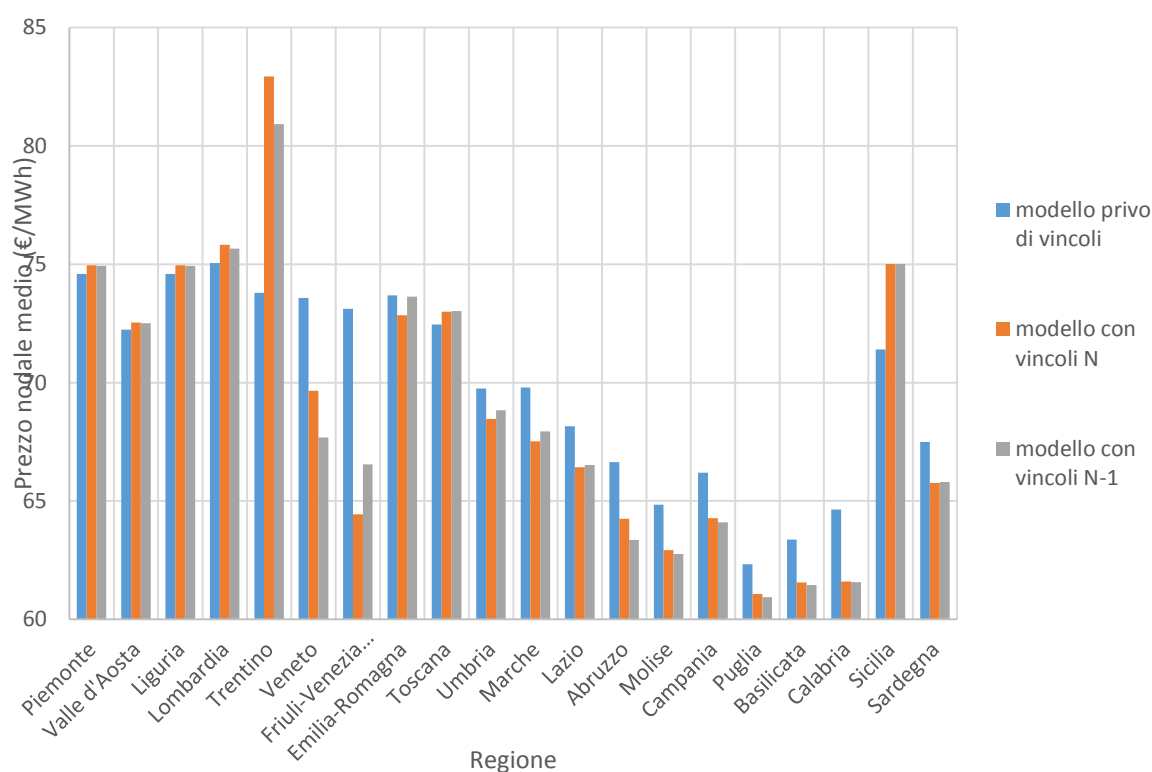


Figura 7.12 Analisi comparativa tra prezzi nodali medi calcolati attraverso i diversi modelli per ciascuna regione d'Italia relativamente allo scenario di rete attuale

La prima linea che viola il vincolo di corrente che si riferisce alla sicurezza N-1 del sistema elettrico è una linea che ha saturato anche la capacità di transito nominale. Essa supera il limite di sicurezza N-1 nel caso di guasto lungo la linea “Fadalto-Conegliano”. A causa di questo vincolo attivato il dispacciamento in questa parte di territorio cambia ancora. I prezzi nodali ne risentono, a partire dai nodi estremi al lato considerato. Il prezzo di fornitura di energia elettrica del nodo rappresentante Polpet, che in partenza era di 72,19 €/MWh, passa

da 27,75 a 5,84 €/MWh. Vellai, invece, vede aumentare il prezzo: in assenza di vincoli esso è pari a 73,86 €/MWh, con i vincoli in N diventa 116,69 €/MWh; infine, servendosi del modello in sicurezza N-1 prelevare un MWh di energia elettrica aggiuntivo nel nodo costa 107,26 €/MWh. La presenza di vincoli attivi crea una differenza tra i due prezzi sempre maggiore. Il prezzo nodale minimo risulta quello corrispondente a Polpet. Con la richiesta di un carico aggiuntivo di 1 MW il nodo richiederà energia elettrica al generatore più vicino, economico e disponibile a produrre: il generatore di Moline fornirà energia elettrica al nodo di Polpet, rimandando ad altri generatori il compito di soddisfare i carichi inizialmente soddisfatti da Moline. L'energia elettrica proveniente da Moline verso Polpet abbassa la corrente tra Vellai e Polpet, visto che il paese si trova nelle vicinanze di Vellai, decongestionando la linea che ha raggiunto il limite massimo.

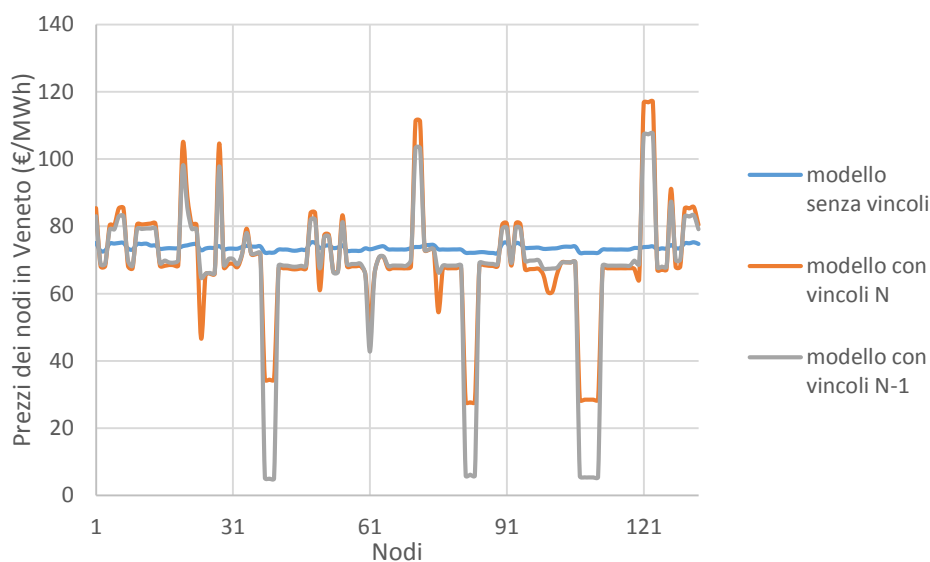


Figura 7.13 Prezzi nodali nel Veneto calcolati con i diversi modelli

Dalla figura 7.13 si può constatare che la presenza di congestioni coinvolge il prezzo di un'intera zona geografica, tuttavia, in funzione del profilo di generazione e delle perdite di rete, l'impatto maggiore sarà confinato in una porzione della zona che è circoscritta alla linea congestionata. La situazione del Veneto è alquanto complicata da esaminare, tuttavia tramite i prezzi nodali e gli scambi di potenza attiva, il cui verso può essere valutato con la componente reale della corrente nella linea, si può compiere un'analisi precisa della dinamica del mercato. La congestione che attiva il vincolo di sicurezza N coinvolge la linea posta tra Vellai e Polpet. Quest'ultimo nodo riceve la quota di energia elettrica proveniente dall'estero, sotto forma di carico cambiato di segno. Per di più nel nodo sono presenti generatori rinnovabili: presentando prezzi molto bassi il mercato, in assenza di vincoli, li

accetta completamente. Quando vengono introdotti nel modello i vincoli di scambio, visto che la linea, precedentemente, superava il suo limite massimo, ora è fissata a questo valore. Tale forzatura fa diminuire il transito di potenza tra Soverzene e Polpet che prima si individuava in conseguenza del fatto che a Soverzene sono presenti altre centrali di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile. Tale condizione evidenziata porta ad una diminuzione del prezzo nodale nei nodi appena descritti in cui vi sono generatori rinnovabili; contrariamente a ciò, i nodi di Vellai, Cavilla (collegato a Vellai), Moline che si trovano dalla parte opposta rispetto alla linea congestionata, vedono il loro prezzo innalzarsi bruscamente. La successiva considerazione dei vincoli di sicurezza N-1 all'interno del modello del mercato limita ancor di più la produzione in questa zona. La linea tra Vellai e Polpet vede attivarsi anche il vincolo N-1 a causa dello scatto linea tra Fadalto e Conegliano. Visto che il mercato individua come soluzione ottimale il passaggio di maggiore potenza possibile dal primo lato, l'attivazione del vincolo causa l'abbassamento della corrente (per lo meno della componente reale della corrente) tra Fadalto e Conegliano. La produzione rinnovabile a Fadalto non viene, perciò, dispacciata completamente, fatto a cui consegue la diminuzione dei prezzi nodali per quella zona. Similmente a quanto detto prima, la zona del Veneto che si trova dalla parte opposta del lato congestionato vede prezzi più alti. Tuttavia, si dimostrano inferiori rispetto al caso in cui si considera solo il vincolo N. Ciò è strettamente legato al comportamento simile che si verifica in Trentino.

Il Trentino è caratterizzato dalla presenza di generatori esclusivamente rinnovabili, in modo predominante l'idroelettrico. La priorità di dispacciamento, unitamente al fatto che la quantità producibile in maniera rinnovabile nella regione superi il carico locale, implica che in assenza di congestioni all'interno della regione, tutta l'energia elettrica offerta venga dispacciata verso regioni vicine. Nel momento in cui si verificano congestioni al di fuori di essa, i prezzi nodali del Trentino aumentano (come è possibile notare dalla figura 7.14): questo è dovuto proprio al fatto che la produzione locale è già completamente accettata, per cui un eventuale incremento di carico locale deve avvenire importando energia ad alto costo dai nodi limitrofi.

I principali cambiamenti della generazione tra il caso con vincoli N e vincoli N-1 riguarda le centrali termoelettriche di Piacenza. Ciò scatena una serie di avvenimenti concatenati tali per cui il profilo di dispacciamento dell'intera zona settentrionale si vede mutare.

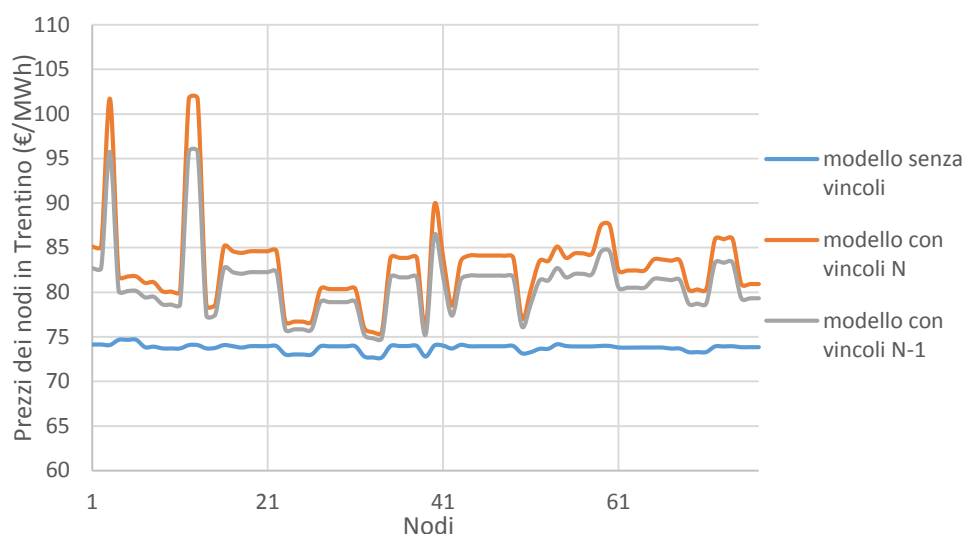


Figura 7.14 Prezzi nodali nel Trentino calcolati con i diversi modelli

La linea “Provvidenza-Villavalle” (figura 7.15) raggiunge il proprio limite di corrente massima in condizioni di sicurezza N-1 in corrispondenza dello scatto linea sulla “Teramo-San Giacomo”.



Figura 7.15 Congestione in sicurezza N-1 lungo la linea “Provvidenza-Villavalle” [5]

La presenza di un vincolo attivo su questo lato comporta l’aumento della differenza dei prezzi tra i nodi: dalla tabella si osserva che la differenza tra i nodi del lato congestionato diventa più del doppio rispetto al modello che esamina solamente le perdite di trasmissione.

Tabella 7.4 Prezzi dei nodi del lato "Provvidenza-Villavalle" che vede attivato il vincolo di sicurezza N-1

	MODELLO CON VINCOLI N-1 [€/MWh]	MODELLO CHE CONSIDERA SOLO LE PERDITE [€/MWh]
PROVVIDENZA	61,52	67,03
VILVALLE	64,86	68,54
DIFFERENZA	3,34	1,51

Inoltre, la posizione geografica della linea fa sì che il dispacciamento globale venga intaccato da tale vincolo attivo. Trovandosi nell'interfaccia tra zona Centro-Nord e Centro-Sud, il profilo di generazione cambia sia per la parte settentrionale dell'Italia, sia per quella meridionale.

Il mercato individua un valore di benessere sociale che risulta ancora una volta inferiore rispetto al caso precedente. La progressiva diminuzione della funzione obiettivo del modello è coerente con l'attivazione di vincoli aggiuntivi. Infatti, la presenza di congestioni e la violazione dei limiti di sicurezza N-1 comportano una maggiore spesa da parte del gestore della rete, spesa che va ad incidere sul prezzo dell'energia elettrica venduta ai clienti finali, andando ad aumentarlo. Nonostante ciò, il fatto che la gestione delle congestioni venga affrontata fin da subito dal mercato consente interventi minimi in sede di dispacciamento in tempo reale. Questo permette un notevole risparmio di risorse economiche a favore dei consumatori.

Il modello nodale applicato al Mercato del Giorno Prima, rende possibile l'individuazione precisa delle zone in cui sono necessari interventi di sviluppo della rete. Basandosi sullo scenario ipotizzato, si può evincere che la rete nelle zone tra Toscana, Umbria e Marche e Veneto, Friuli-Venezia Giulia e Trentino presentano le maggiori criticità per quel che riguarda la sicurezza del sistema elettrico.

Per ultimo, la gestione nodale delle congestioni in ambito del mercato dell'energia fornisce chiari segnali di prezzo. Dallo studio svolto si evince che nuovi impianti di generazione dovrebbero essere installati nella parte settentrionale del Paese per far fronte alla maggior domanda. In questo modo si verrebbe così a creare concorrenza che, trovandosi nelle vicinanze dei carichi, provocherebbe la diminuzione dei prezzi nodali, che rappresenta un elemento a favore del consumatore.

Nonostante questa analisi non costituisca uno studio di rete realistico, visto che ci si è basati su dati ipotizzati in mancanza dei dati reali del sistema elettrico e delle offerte degli operatori

e visto che vi sono notevoli assunzioni, sottolinea l'impatto positivo che il modello di mercato nodale provoca sia sulla gestione efficiente della rete per quel che riguarda le congestioni e le perdite di trasmissione, sia per i chiari segnali di prezzo per gli operatori. La figura 7.12 mostra la media dei prezzi nodali riferita alle regioni italiane in relazione ai modelli utilizzati. I prezzi del Sud rimangono su valori più contenuti rispetto al Nord, vedono oscillazioni dovute alle congestioni individuate. Il Nord, che presenta prezzi mediamente più alti, è la zona che dovrebbe essere interessata da cambiamenti nel parco di produzione. Il maggiore impatto che i vincoli attivi portano ai prezzi nodali del Trentino fanno pensare che esso rappresenti la zona più critica dal punto di vista dell'infrastruttura di rete. Anche la zona al confine tra Centro-Nord e Centro-Sud, nella quale avvengono le congestioni sia in N sia in N-1, presenta disparità nei valori medi dei prezzi, rendendo intuibile la necessità di interventi sulla rete.

7.5 Analisi del caso con il nuovo elettrodotto tra Calabria e Sicilia

7.5.1 Confronto dei casi studio applicati al modello di mercato con vincoli di sicurezza N

Si vuole ora studiare la dinamica del modello di mercato nodale sempre nell'ambito del sistema elettrico nazionale collegato alla rete di trasmissione, ma con l'inclusione dell'esercizio del nuovo elettrodotto "Sorgente-Rizziconi" tra la Sicilia e la penisola.

L'analisi del modello nodale in presenza dei limiti di corrente per le condizioni di esercizio nominali permette di osservare che, in questo caso, non si verifica la congestione tra Calabria e Sicilia.

Rimangono le congestioni tra:

- il Ricevitore Sud e il nodo di Tavazzano (in Lombardia);
- Pietrafitta e Villavalle (in Umbria);
- Vellai e Polpet (in Veneto).

La linea tra Monte San Savino e Pietrafitta questa volta non si vede interessata da congestione. La presenza di carichi nei nodi di Pietrafitta permette lo scaricamento della linea, che segue quella tra Pietrafitta e Villavalle, la quale rimane congestionata. Inoltre, la minore quantità di energia elettrica da produrre assegnata ai generatori della località fa sì che il lato non si carichi ulteriormente di potenza. L'accettazione di un quantitativo minore da parte del mercato rispecchia la nuova configurazione di dispacciamento. Come evidenziato dalla figura 7.16, un maggior prezzo nodale medio per le regioni meridionali significa maggior produzione in quella zona. Infatti, generatori termo-elettrici progressivamente più costosi, sebbene rimangano più convenienti rispetto a quelli che si trovano al Nord, vengono accettati a produrre. Ma la quantità prodotta in più andrà verso la Sicilia, dove la maggiorata capacità di transito sullo Stretto permette l'importazione del quantitativo necessario al soddisfacimento ottimale dei carichi. Rispetto al medesimo modello, il mercato risolve il problema di ottimo aumentando la produzione delle centrali al Sud ma, aumentando l'importazione della Sicilia, diminuisce il transito netto tra Sud e Nord. La tabella 7.5 testimonia quanto appena descritto.

Tabella 7.5 Variazione di generazione nella parte meridionale dell'Italia a seguito del nuovo scenario rispetto a quello attuale

IMPIANTO DI GENERAZIONE	ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA IN PIÙ [MWh/h]
Scandale (KR)	124,63
Taranto	94,23
Brindisi	379,94
Simeri Cricchi (CZ)	226,42
SUD	825,22
Termini Imerese (PA)	-447,23
San Filippo del Mela (ME)	-1028,00
SICILIA	-1475,23

La Sicilia produce circa 1500 MWh/h in meno a fronte di un aumento della produzione della parte meridionale della penisola pari a circa 800 MWh/h. Questo significa che la differenza netta tra tali quantità indica l'energia elettrica soddisfatta dai generatori più economici per le zone di Centro e Nord Italia. Il Centro trova accettata la centrale di Piombino, che offre a 70 €/MWh. L'incremento di energia prodotta da tale impianto causa il decremento della produzione affidata al produttore di Pietrafitta. Il gruppo di generazione in questo caso

offriva energia elettrica a 75 €/MWh, valore che rimane svantaggiato. Il gruppo di generazione toscano rimane perciò preferito.

7.5.2 Confronto dei casi studio applicati al modello di mercato con vincoli di sicurezza N e N-1

Se si risolve il mercato nodale in rispetto sia dei vincoli N sia dei vincoli N-1, si trova una violazione del vincolo associato alle correnti in condizione di scatto di un'altra linea. Questo accade per la linea tra Magisano e Maida, paesi all'interno della regione Calabria, mentre il fuori servizio che compromette il soddisfacimento in senso stretto del vincolo riguarda la linea tra Altomonte e Lattarico, anch'essi collocati in Calabria.

L'andamento evidenziato nella sezione 7.3 del capitolo rimane valida per la parte Nord del Paese. Quello che si ritiene interessante caratterizzare è la comparsa della nuova congestione in sede di uno scatto linea. Lo scambio tra Sicilia e Calabria risulta in questo caso influenzato in maniera minore dalle capacità di transito massime della rete. La congestione in condizioni di sicurezza N si vede scomparire; tuttavia, appare una nuova problematica legata all'attivazione del vincolo N-1 per il ramo "Magisano-Maida". Rispetto al caso descritto nella sezione 7.3, ci si ritrova con un transito di energia elettrica maggiore: questo crea un incremento del passaggio di potenza lungo le linee della rete che si trovano in Calabria; aumentando il transito, ci si avvicina, perciò, alle soglie di corrente massime. Nel caso preso in esame accade che il guasto lungo la linea di una delle principali dorsali che giungono allo Stretto di Messina sovraccarichi in maniera eccessiva il percorso restante, provocando così una congestione.

Dalla figura 7.16 si può notare l'andamento dei prezzi nodali riferito alla diversa complessità del modello. Si osserva che i prezzi rimangono pressappoco costanti e uniformi lungo la penisola. Il prezzo medio nodale della Sicilia si vede aumentare con il modello con vincoli N, fatto che dimostra la nuova limitazione di energia importata dalla Calabria. Restando, comunque, su valori più elevati rispetto allo scenario in cui si è considerato il solo elettrodotto attualmente in esercizio, si evince che l'intervento di sviluppo della rete porta ad un giovamento della situazione rispetto a quella dei giorni nostri.

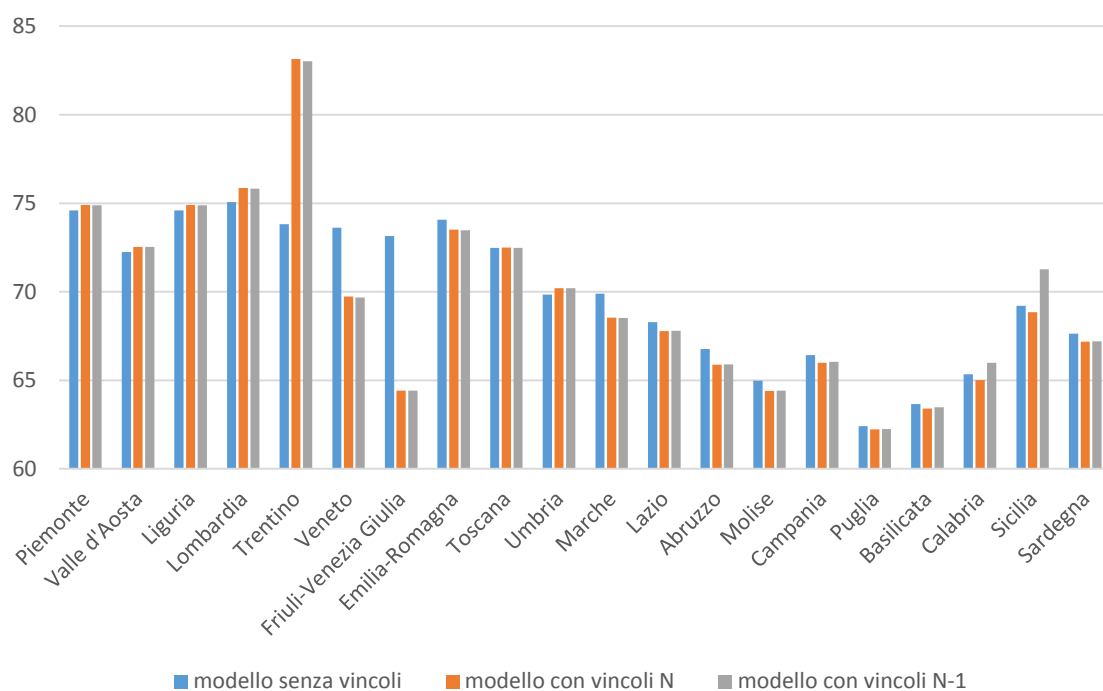


Figura 7.16 Andamento dei prezzi medi nodali per i modelli applicati al nuovo scenario di previsione

Da queste simulazioni si rivelano segnali di prezzo che si differenziano da quelli osservati per lo scenario precedente. La zona che risulta necessitare di interventi per quanto riguarda la rete di trasmissione è il Trentino.

Appare ancora preferita l'installazione di nuovi impianti termo-elettrici, che siano economici, nel Nord Italia.

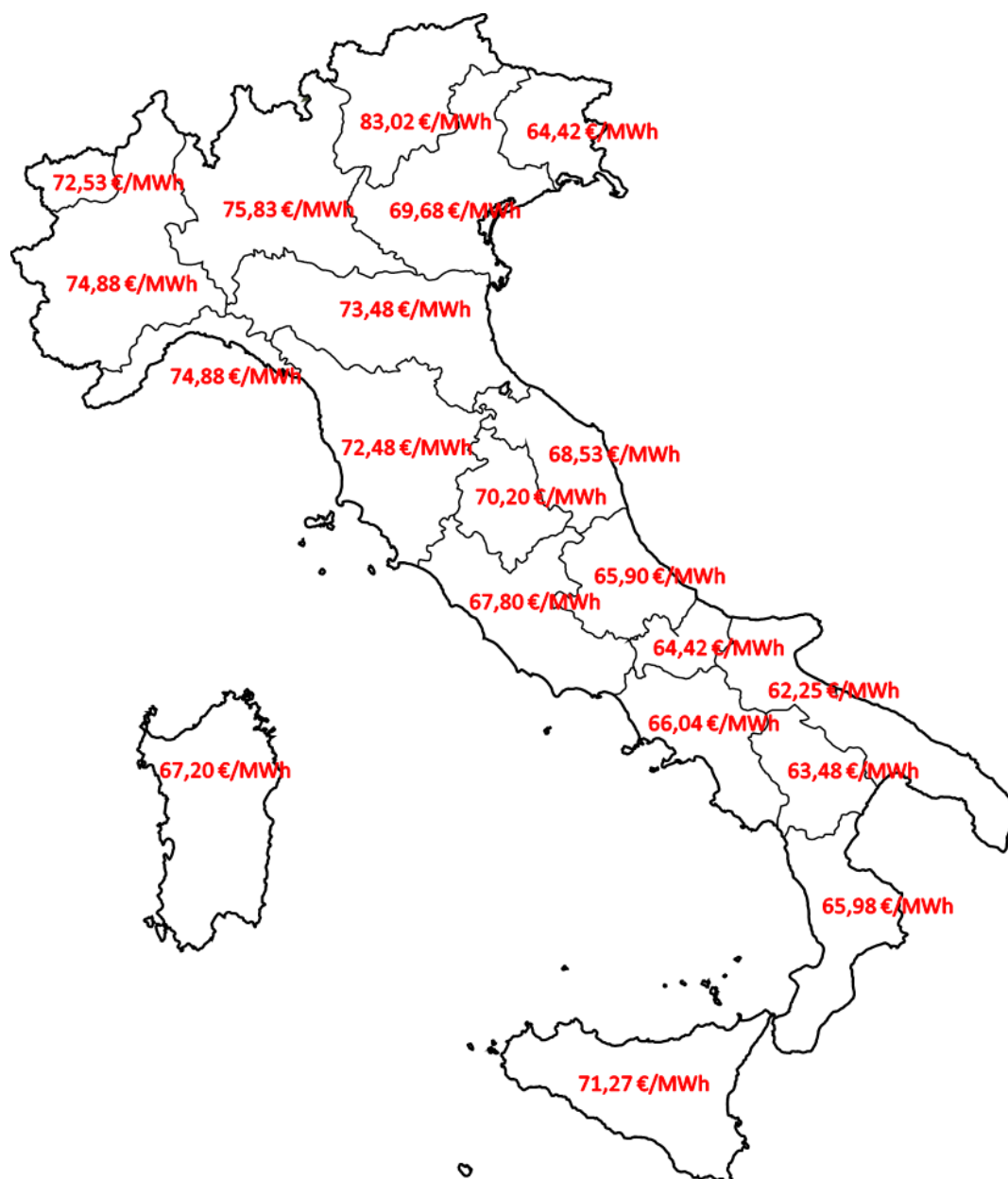


Figura 7.17 Media dei prezzi nodali per regioni a valle del modello di mercato completo

Dalla figura 7.17, unitamente con la tabella 7.6, si osserva una diminuzione dello scarto tra i prezzi nodali della Toscana e dell'Umbria, zona interessata, ora, da una sola congestione. Questo provoca un appiattimento del profilo dei prezzi nel Centro Italia.

Tabella 7.6 Confronto tra prezzi nodale medi per regione per i due scenari esaminati

REGIONE	PREZZI NODALI CON RETE PREVISTA [€/MWh]	PREZZI NODALI CON RETE ATTUALE [€/MWh]
PIEMONTE	74,88	74,94
VALLE D'AOSTA	72,53	72,51
LIGURIA	74,88	74,94
LOMBARDIA	75,83	75,67
TRENTINO	83,02	80,92
VENETO	69,68	67,69
FRIULI-VENEZIA GIULIA	64,42	66,54
EMILIA-ROMAGNA	73,48	73,63
TOSCANA	72,48	73,02
UMBRIA	70,20	68,84
MARCHE	68,53	67,94
LAZIO	67,80	66,52
ABRUZZO	65,90	63,35
MOLISE	64,42	62,77
CAMPANIA	66,04	64,10
PUGLIA	62,25	60,93
BASILICATA	63,48	61,46
CALABRIA	65,98	61,57
SICILIA	71,27	75,01
SARDEGNA	67,20	65,80

7.6 Principali evidenze dagli studi effettuati

La rete di trasmissione italiana sviluppata appositamente per testare il modello di mercato nodale in condizioni di elevate dimensioni del problema è stata considerata in due diversi assetti: il primo assetto, che rappresenta la rete base, prevede l'esercizio dell'elettrodotto attualmente in esercizio tra Calabria e Sicilia, il secondo assetto, ossia la rete variante, include anche la nuova linea elettrica in corso di messa in esercizio tra le stesse regioni.

I due scenari esaminati in questo capitolo mostrano il comportamento del mercato in relazione allo sviluppo della rete di trasmissione e del parco di generazione nazionale.

Entrambi gli scenari di rete simulati mostrano l'impatto che hanno sia gli aspetti di sicurezza di tensione che delle perdite, come pure i vincoli di corrente (siano essi rappresentativi di un criterio di sicurezza N o N-1).

Le congestioni in ambito di sicurezza N e N-1 creano scarti tra prezzi nodali in corrispondenza delle zone limitate dall'attivazione dei vincoli e introducono modifiche al profilo di generazione ottimo. Gli effetti delle congestioni e delle perdite di trasmissione si sommano, così da presentare una variazione dei prezzi nodali delle zone ancora più marcata. Nel primo caso, esaminando lo scenario di rete base, sono stati individuati comportamenti particolari per le diverse aree del territorio italiano. La congestione in sicurezza N tra Calabria e Sicilia, dove la prima regione si comporta da esportatrice mentre la seconda rappresenta la zona importatrice, crea una notevole differenza di prezzo. La Sicilia vede aumentare la media dei prezzi nodali mentre per la Calabria accade il contrario. A livello locale questo si verifica anche nel Veneto, dove una parte è costretta dalla violazione di transito a pagare la fornitura di energia elettrica in maniera più costosa. Viceversa, la parte posta dall'altra estremità della linea congestionata presenta prezzi nodali fortemente ridotti. Gli effetti appena descritti sono presenti in tutte le congestioni, tuttavia, la collocazione della violazione ne amplifica o riduce l'impatto.

La sicurezza N-1 permette di identificare ulteriori congestioni responsabili di variazioni del profilo di generazione e dei prezzi nodali. A livello dei singoli nodi la regola si ripete ogniqualvolta si presentino congestioni; l'analisi a livello più aggregato, come quella regionale, non è, invece, esente da comportamenti non immediatamente logici. Il modello nodale, difatti, ottimizza il profilo di dispacciamento esaminando il reale comportamento della infrastruttura di rete. Lo studio di maggior dettaglio si accompagna, perciò, ad una maggiore complessità del modello. La produzione di ogni generatore dipende, in linea del tutto teorica, dagli altri generatori presenti sul mercato. Inoltre, non è solamente il prezzo a cui l'energia elettrica viene offerta che identifica i generatori chiamati a produrre, bensì la collocazione spaziale sia dei generatori sia dei carichi. Si può affermare che il modello nodale caratterizza il mercato dell'energia elettrica maggiormente a livello spaziale rispetto quanto viene fatto con il modello zonale.

Le simulazioni finali in cui si risolve il mercato, decongestionando l'interfaccia tra Calabria e Sicilia mediante la nuova linea, permettono di osservare alcune delle modifiche avvenute all'interno della soluzione di mercato.

Bibliografia di capitolo

- [1] TERNA, Rete Elettrica, disponibile su www.terna.it.
- [2] World Energy Council, World Energy Perspective, 2013 disponibile su www.worldenergy.org.
- [3] IEA, NEA, OECD, *Projected Costs of Generating Electricity*, report, 2010.
- [4] www.terna.it.
- [5] <http://www.regione.sicilia.it/industria/use/images/rete%20220.gif>.

Parte 4: conclusioni

Conclusioni e sviluppi futuri

La necessità di cercare maggiore efficienza nei sistemi elettrici energetici in regime di mercato concorrenziale spinge lo sviluppo di nuovi modelli che risolvano il mercato dell'energia elettrica. L'efficienza economica ricercata si accompagna ad una migliore gestione della rete di trasmissione. La considerazione delle equazioni che esprimono il reale funzionamento del sistema elettrico in funzione dei parametri elettrici permette di gestire al meglio le risorse rese disponibili dagli operatori del mercato. Inoltre, questo consente una gestione più economica del sistema elettrico da parte dei gestori di rete poiché possono ridurre drasticamente gli interventi in sede di Mercato di Dispacciamento. Dall'altra parte sono i consumatori a vedere i maggiori vantaggi.

Il modello nodale permette di individuare chiari segnali di prezzo che riguardano sia i generatori, sia il gestore della rete. In particolare, i prezzi nodali rendono possibile l'identificazione precisa delle criticità lungo la rete, ottimizzando gli interventi di sviluppo dell'infrastruttura. Inoltre, stabilendo il prezzo di fornitura dello specifico nodo, mostrano quali sono effettivamente le aree (all'interno delle zone del modello zonale) che impattano maggiormente sul prezzo medio. Il maggiore livello di precisione permette anche ai generatori di individuare in maniera ottima le zone del territorio italiano più profittevoli.

Si è osservato che il modello zonale, adottato, per esempio, dall'Italia, rappresenta un utile strumento per la risoluzione in tempi brevi del mercato. Tuttavia, le approssimazioni alla base del modello lo rendono meno preciso. Per sopperire alla problematica appena citata si è deciso di implementare un modello di mercato nodale. Tramite l'applicazione del modello proposto a due scenari della rete di trasmissione italiana appositamente sviluppati all'interno del Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano è stato verificato il funzionamento del modello anche a fronte di un elevato numero di variabili in gioco causato dalle dimensioni del sistema elettrico. Le assunzioni considerate, che riguardano le offerte degli operatori di mercato, hanno permesso di rendere quanto più ragionevole la soluzione di mercato, nonostante l'assenza dei dati reali del mercato.

Occorre evidenziare che il modello nodale necessita di un'inizializzazione delle variabili quanto più accurata dato il loro elevato numero rispetto al modello zonale.

Gli strumenti finora sviluppati rappresentano un punto di partenza su cui lavorare per ricercare la configurazione migliore per questo tipo di modello di mercato. Si è osservato che un miglioramento del modello potrebbe coinvolgere l'identificazione del set delle contingency da considerare e del set dei lati da controllare. In particolare si constata che il calcolo della matrice beta per la correzione delle correnti in regime di guasto di una linea verrebbe reso ottimale nel caso in cui fosse compiuto partendo dalla soluzione del modello di mercato in presenza dei soli vincoli N.

Lista delle figure

- Figura 1.1 Assetto organizzativo del mercato elettrico in Italia
- Figura 1.2 Struttura del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica
- Figura 1.3 Quantità di energia elettrica scambiata sul MGP (TWh)
- Figura 1.4 Curva di offerta e curva di domanda di energia elettrica sul Mercato del Giorno Prima (19/07/2015 ore 12)
- Figura 1.5 Prezzo di acquisto di energia elettrica sul MGP (€/MWh)
- Figura 1.6 Andamento del MCP del 19/07/2015
- Figura 1.7 Formazione del prezzo dell'energia del Mercato del Giorno Prima
- Figura 1.8 Prezzo zonale dal Mercato del Giorno Prima (19/07/2015 ore 12)
- Figura 1.9 Zone virtuali e zone geografiche della rete di trasmissione nazionale
- Figura 2.1 Rappresentazione semplificata e rappresentazione più complessa dello stesso sistema
- Figura 2.2 Schematizzazione della scelta dell'algoritmo di ottimizzazione
- Figura 2.3 Rappresentazione grafica di un problema di ottimizzazione vincolata
- Figura 2.4 Rappresentazione grafica dell'interdipendenza tra sicurezza e adeguatezza
- Figura 2.5 Andamento del costo di gestione del sistema in funzione del livello di sicurezza adottato
- Figura 3.1 Rappresentazione delle curve cumulate di offerta
- Figura 3.2 Punto di equilibrio del mercato
- Figura 3.3 Rappresentazione del surplus dei consumatori
- Figura 3.4 Rappresentazione del surplus dei generatori
- Figura 3.5 Offerte di un'unità di consumo di un cliente
- Figura 3.6 Offerte di un'unità di produzione di un generatore
- Figura 3.7 Frazionamento dell'offerta di un generatore
- Figura 3.8 Frazionamento dell'offerta di un consumatore
- Figura 3.9 Rappresentazione a blocchi della logica del modello zonale
- Figura 3.10 Funzione di densità di probabilità della TTC
- Figura 3.11 Schematizzazione di un sistema elettrico a due zone
- Figura 3.12 Offerte degli operatori di mercato

-
- Figura 3.13 Rappresentazione grafica del benessere sociale massimizzato nel MGP
- Figura 3.14 Schematizzazione di un sistema elettrico a due zone con limite di trasporto tra di esse
- Figura 3.15 Risoluzione separata del mercato nella zona 1
- Figura 3.16 Risoluzione separata del mercato nella zona 2
- Figura 4.1 Rappresentazione delle linee
- Figura 4.2 Rappresentazione dei trasformatori
- Figura 4.3 Esempio di curva di capability di una macchina sincrona
- Figura 4.4 Frazionamento dell'offerta di un generatore
- Figura 4.5 Frazionamento dell'offerta di un consumatore
- Figura 4.6 Funzione di appartenenza
- Figura 5.1 Diagramma a blocchi del modello nodale proposto
- Figura 5.2 Modellizzazione delle offerte dei generatori
- Figura 5.3 Modellizzazione delle offerte dei consumatori
- Figura 5.4 Rete a 57 nodi
- Figura 5.5 Linearità rappresentata dall'approssimazione delle correnti tramite la matrice beta
- Figura 5.6 Processo iterativo di identificazione dei casi critici per il criterio di sicurezza N-1
- Figura 5.7 Rappresentazione delle variabili che rappresentano l'energia elettrica offerta sul mercato dai generatori
- Figura 5.8 Rappresentazione delle variabili che rappresentano l'energia elettrica richiesta sul mercato dai carichi
- Figura 6.1 Rete a 14 nodi
- Figura 6.2 Rete a 118 nodi
- Figura 6.3 Rete a 39 nodi
- Figura 6.4 Offerte presentate e soluzione del mercato senza vincoli di corrente e perdite di potenza
- Figura 6.5 Rappresentazione nodale
- Figura 6.6 Distribuzione dei prezzi nodali per i seguenti due casi: modello che considera le perdite di trasmissione e modello che non considera le perdite ma alloca le stesse all'interno del profilo di carico

-
- Figura 6.7 Rete a 39 nodi con vincolo sul lato tra i nodi 16 e 17
- Figura 6.8 Andamento dei prezzi nodali per i diversi modelli
- Figura 6.9 Nodi esportatori in evidenza
- Figura 7.1 Rete italiana a 380 kV al 31 dicembre 2014
- Figura 7.2 Rete italiana a 220 kV al 31 dicembre 2014
- Figura 7.3 Schematizzazione delle offerte dei generatori per il caso studio
- Figura 7.4 Rappresentazione delle offerte degli impianti da fonti rinnovabili per il caso studio
- Figura 7.5 Il nuovo elettrodotto “Rizziconi-Sorgente”
- Figura 7.6 Andamento dei prezzi nodali nelle regioni d’Italia in assenza di vincoli di sicurezza
- Figura 7.7 Prezzi nodali riferiti alle regioni in assenza di vincoli di sicurezza
- Figura 7.8 Congestioni sulle linee a 220 kV
- Figura 7.9 Congestioni sulle linee a 380 kV
- Figura 7.10 Andamento dei prezzi nodali nelle regioni d’Italia per il modello privo di vincoli di sicurezza e il modello con vincoli N
- Figura 7.11 Variazione dei prezzi medi delle regioni italiane del modello con vincoli N rispetto al modello privo di vincoli di sicurezza
- Figura 7.12 Analisi comparativa tra prezzi nodali medi calcolati attraverso i diversi modelli per ciascuna regione d’Italia relativamente allo scenario di rete attuale
- Figura 7.13 Prezzi nodali nel Veneto calcolati con i diversi modelli
- Figura 7.14 Prezzi nodali nel Trentino calcolati con i diversi modelli
- Figura 7.15 Congestione in sicurezza N-1 lungo la linea “Provvidenza-Villavalle”
- Figura 7.16 Andamento dei prezzi medi nodali per i modelli applicati al nuovo scenario di previsione
- Figura 7.17 Media dei prezzi nodali per regioni a valle del modello di mercato completo

Lista delle tabelle

- Tabella 3.1 Profili di produzione derivanti dalla risoluzione del mercato in assenza di vincoli di rete
- Tabella 3.2 Profili di consumo derivanti dalla risoluzione del mercato in assenza di vincoli di rete
- Tabella 3.3 Profili di produzione finali derivanti dalla soluzione del mercato in presenza di vincoli di scambio zonali
- Tabella 3.4 Profili di carico finali derivanti dalla soluzione del mercato in presenza di vincoli di scambio zonali
- Tabella 4.1 Distribuzione delle variabili linguistiche in funzione dei flussi di potenza normalizzati
- Tabella 5.1 Verifica delle correnti dei lati più pericolosi della rete a 57 nodi
- Tabella 5.2 Verifica delle correnti dei lati più pericolosi della rete italiana all'11 ottobre 2004
- Tabella 6.1 Offerte di vendita in ordine crescente
- Tabella 6.2 Offerte di acquisto in ordine decrescente
- Tabella 6.3 Profili di generazione risultanti dal mercato privo di vincoli di sicurezza e in assenza di perdite di trasmissione
- Tabella 6.4 Offerte di acquisto con prezzo inferiore al MCP risultante dal mercato privo di vincoli di sicurezza e in assenza di perdite di trasmissione
- Tabella 6.5 Profili dei prelievi provenienti dal mercato privo di vincoli di sicurezza e in assenza di perdite di trasmissione
- Tabella 6.6 Quantità di energia elettrica in gioco
- Tabella 6.7 Benessere sociale e le sue componenti
- Tabella 6.8 Profili di generazione risultanti dal mercato privo di vincoli di sicurezza e in presenza di perdite di rete
- Tabella 6.9 Profili dei prelievi provenienti dal mercato privo di vincoli di sicurezza e in presenza di perdite di rete
- Tabella 6.10 Prezzi nodali
- Tabella 6.11 Valori delle correnti
- Tabella 6.12 Quantità di energia elettrica in gioco

Tabella 6.13	Benessere sociale e le sue componenti
Tabella 6.14	Quantità di energia elettrica in gioco
Tabella 6.15	Benessere sociale e le sue componenti
Tabella 6.16	Profili di generazione risultanti dal mercato privo di vincoli di sicurezza, senza considerare le perdite di rete ma allocando quelle calcolate nel test precedente
Tabella 6.17	Valori delle correnti
Tabella 6.18	Profili di generazione risultanti dal mercato con vincoli di sicurezza N
Tabella 6.19	Profili dei prelievi provenienti dal mercato con vincoli di sicurezza N
Tabella 6.20	Prezzi nodali
Tabella 6.21	Quantità di energia elettrica in gioco
Tabella 6.22	Benessere sociale e le sue componenti
Tabella 6.23	Corrente del lato tra i nodi 2 e 3 in condizioni N-1
Tabella 6.24	Corrente del lato tra i nodi 16 e 17 in condizioni N-1
Tabella 6.25	Valori delle correnti

Tabella 6.26	Profili di generazione risultanti dal mercato con vincoli di sicurezza N-1
Tabella 6.27	Prezzi nodali
Tabella 6.28	Valore medio, minimo e massimo dei prezzi nodali per le verifiche effettuate
Tabella 7.1	Capacità installata lungo la rete di trasmissione nazionale e suddivisione in base alla tipologia d'impianto
Tabella 7.2	Numero dei vincoli considerati nel modello nodale qualora non fossero introdotte ipotesi semplificative
Tabella 7.3	Prezzi delle offerte presentate dai generatori non rinnovabili fissati opportunamente in funzione delle assunzioni considerate
Tabella 7.4	Prezzi dei nodi del lato "Provvidenza-Villavalle" che vede attivato il vincolo di sicurezza N-1
Tabella 7.5	Variazione di generazione nella parte meridionale dell'Italia a seguito del nuovo scenario rispetto a quello attuale
Tabella 7.6	Confronto tra prezzi nodale medi per regione per i due scenari esaminati

Lista degli acronimi

AEEG	Autorità dell'energia elettrica e il Gas
AEEGSI	Autorità dell'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Edrico
AGCM	Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato
ATC	Available Transfer Capability
CBM	Capacity Benefit Margin
CC	Ciclo Combinato
CDE	Consegna Derivati Energia
CE	Comunità Europea
CIP	Comitato Interministeriale dei Prezzi
CNOR	Centro-Nord
CPF	Continuation Power Flow
CSUD	Centro-Sud
ENEL	Ente Nazionale per l'Energia Elettrica
GAMS	General Algebraic Modeling System
GME	Gestore dei Mercati Energetici
GRTN	Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale
GSE	Gestore Servizi Energetici
IDEX	Italian Derivatives Energy Exchange
IPEX	Italian Power Exchange
IPM	Interior Point Method
KKT	Karush-Kuhn-Tucker
LCOE	Levelized Cost Of Energy
LODF	Linear Outage Distribution Factors
MB	Mercato del Bilanciamento
MC	Marginal Cost
MCP	Market Clearing Price
MCQ	Market Clearing Quantity
MGP	Mercato del Giorno Prima
MI	Mercato Infragiornaliero

MPE	Mercato Elettrico a Pronti
MSD	Mercato del Servizio di Dispacciamento
MTE	Mercato Elettrico a Termine
OPF	Optimal Power Flow
ORPF	Optimal Reactive Power Flow
OTC	Over The Counter
PC	Predictor-Corrector algorithm
PCE	Piattaforma Conti Energia
PD	Primal-Dual algorithm
PF	Power Flow
PUN	Prezzo Unico Nazionale
RTN	Rete di Trasmissione Nazionale
SARD	Sardegna
SCOPF	Security Constrained Optimal Power Flow
SICI	Sicilia
SW	Social Welfare
TRM	Transmission Reliability Margin
TSO	Transmission System Operator
TTC	Total Transfer Capability
UC	Unit Commitment
