



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Ingegneria Industriale

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica

TESI DI LAUREA MAGISTRALE

**Gestione centralizzata e distribuita di
reti elettriche di distribuzione attive**

RELATORE: Ch.mo Prof. Roberto Turri

CORRELATORE: Ing. Massimiliano Coppo

LAUREANDA: Silvia Mollame

ANNO ACCADEMICO: 2013/2014

Sommario

Questo lavoro di tesi ha come obiettivo lo studio e il confronto di due diverse possibili tipologie di gestione di reti di distribuzione attive ai fini della regolazione di potenza da parte delle risorse attive sulle reti.

Lo scopo è di rendere possibile dal punto di vista tecnico ed economico la partecipazione della generazione distribuita alla gestione dei servizi di rete quali regolazione dei livelli di tensione sui nodi e le congestioni di corrente sulle linee.

Sono state fatte diverse simulazioni in un'ottica di medio periodo su una rete industriale evoluta per mettere a confronto i tool che prevedono gestione centralizzata e distribuita.

Particolare attenzione è stata dedicata alla proposta e all'implementazione di un meccanismo di partecipazione alla regolazione di potenza delle risorse attive tramite i profili di costo.

A partire da queste considerazioni si è indagato dunque su quelle che possono essere le potenzialità e i limiti di questi due approcci, lasciando aperti nuovi spunti per la gestione attiva delle reti di distribuzione che coinvolgano sempre più profondamente la generazione distribuita.

Indice

Abbreviazioni e acronimi	7
1. Le reti elettriche oggi e la loro evoluzione.....	9
1.1 Generazione Distribuita e Smart Grids.....	9
1.1.1 Trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica.....	11
1.1.2 Active Demand (AD)	12
1.2 Gestione della rete elettrica di distribuzione attiva.....	14
1.2.1 Calcolo dei flussi di potenza (Power Flow).....	15
1.2.2 La regolazione di tensione	16
1.3 Implementazione della gestione delle reti di distribuzione attive	18
1.3.1 Ottimizzazione della gestione di rete.....	19
2. I tool ADS e DADS del progetto ATLANTIDE	21
2.1 Il progetto ATLANTIDE	21
2.1.1 L'ottimizzazione con ADS	24
2.1.2 Gestione dei sistemi di storage	28
2.2 DADS	32
2.2.1 Variazione del rapporto di trasformazione con OLTC	32
2.2.2 Struttura token-ring e aree di regolazione.....	34
2.2.3 Regolazione di corrente e generation curtailment (GC)	35
2.2.4 Regolazione di tensione	37
3. Caso studio.....	41
3.1 Rete industriale cluster ATLANTIDE	42
3.1.1 Quanto costa il GC.....	45
3.1.2 Profili di costo.....	46
3.1.4 Dispatching	50
3.2 Function regolazione di corrente	51
3.2.1 Costruzione matrici.....	51
3.2.1 Ciclo di regolazione	53
4. Simulazione con utilizzo del tool ADS	59

4.1 Risultati delle simulazioni con ADS su rete industriale	59
4.1.1 ADS 07/07/2020 con regolazione da generatori	59
4.1.2 ADS 07/07/2020 con regolazione con regolazione dei carichi attivi	73
4.1.3 ADS 07/07/2020 con regolazione del sistema di storage	80
5. Simulazione con utilizzo del tool DADS	87
5.1 Risultati delle simulazioni con DADS su rete industriale	87
5.1.1 DADS 07/07/2020 con regolazione da generatori	87
5.1.2 DADS 07/07/2020 con regolazione dei carichi attivi	95
5.1.3 DADS 07/07/2020 con regolazione del sistema di storage	99
6. Confronto.....	103
6.1 Obiettivi del controllo di gestione.....	103
6.2 Differenze ADS e DADS.....	105
6.2.1 Centralizzato-distribuito	105
6.2.2 Trasformatore variatore sotto carico	106
6.2.3 Gestione nel funzionamento ordinario	107
6.2.4 Gestione dei sistemi di accumulo	108
6.2.5 Effetti collaterali nella regolazione	109
Conclusioni e possibili sviluppi futuri	111
Bibliografia	113
Appendice A	115

Abbreviazioni e acronimi

ADS	Active Distribution System
DADS	Distributed Active Distribution System
DMS	Distribution Management System
AD	Active Demand
LF	Load Flow
OLTC	On Load Tap Changer
AM	Active Management
GC	Generatio Curtailment
GD	Generazione distribuita
CHP	Combined Heat Power

CAPITOLO 1

Le reti elettriche oggi e la loro evoluzione

1.1 Generazione Distribuita e Smart Grids

La continua crescita della generazione di tipo rinnovabile nell'ultimo decennio ci ha messo oggi di fronte ad una nuova realtà, un nuovo modo di concepire la rete di distribuzione elettrica. A partire dagli anni '90 è nato un nuovo interesse nella connessione dei generatori alla rete di distribuzione elettrica, questo fenomeno è noto con il nome di generazione distribuita (DG) o uso di risorse energetiche distribuite. La generazione distribuita indica l'introduzione di piccoli generatori, solitamente con range di potenza tra 15 e 10000 kW distribuiti attraverso il sistema per garantire la produzione elettrica. Le risorse rinnovabili hanno la peculiarità di non essere disponibili in modo costante e in ogni momento. La loro presenza all'interno delle reti in BT ha reso indispensabile rivedere la struttura della rete sotto una nuova concezione che tenga conto del fatto che ci sia una fonte non indifferente di generazione elettrica rinnovabile dal lato BT.



1.1 Esempio di Smart Grids

In tutto il mondo infatti si stanno sviluppando politiche energetiche che forniscano servizi relativi all'energia elettrica che prevedano assenza di combustibile fossile per favorire la riduzione dei gas serra e per mitigare le variazioni climatiche che ne conseguono, che siano sicuri e indipendenti da una risorsa finita come i combustibili fossili e che siano in ultimo (ma non per importanza) economici e accessibili in un'ottica commerciale. Questi obiettivi si concretizzano nella possibilità di sfruttare le risorse di generazione rinnovabile e di tipo cogenerativo (CHP ovvero combined heat and power)

Con il termine Smart Grids si intende dunque una struttura interconnessa che consente la trasmissione di flussi di energia bidirezionali e che faciliti l'interazione, la comunicazione e lo scambio tra produttori e consumatori e che sia inoltre in grado di gestire localmente eventuali surplus o deficit di energia anche tramite sistemi di accumulo, in modo dinamico e in tempo reale.

Le Smart Grids rappresentano delle reti attive controllate in modo "intelligente" che facilitano l'integrazione della generazione distribuita nelle reti di potenza. Secondo la definizione del European Technology Platform questo tipo di rete sarà in grado di integrare tutte le azioni di tutti gli utenti ad essa connessi (produttori e consumatori) in modo da garantire un servizio di distribuzione elettrica sicuro, sostenibile ed economico. È prevista a questo scopo l'integrazione di servizi di monitoraggio, controllo, comunicazione e autoriparazione.

In quest'ottica il cliente finale non è più solamente un consumatore ma è stato definito un "prosumer" ovvero produttore e consumatore. Tutto ciò prevede ovviamente di rivedere la rete rendendo la comunicazione, la produzione e il consumo di energia elettrica flessibili.

La rete di distribuzione cambierà il suo funzionamento da passivo ad attivo e i generatori distribuiti da fonti rinnovabili saranno controllati al fine di supportare le operazioni di controllo delle reti di potenza.

1.1.1 Trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica

Connettere la generazione alla rete di distribuzione presenta certamente un numero di sfide non indifferenti in quanto gli attuali circuiti erano stati progettati per alimentare carichi con flussi di potenza da circuiti con tensioni da alta a bassa. Le reti elettriche convenzionali sono perlopiù passive e prevedono poche misurazioni e un controllo attivo molto limitato.

Perché la generazione distribuita possa competere efficacemente con la generazione centralizzata risultano fondamentali gli accordi e la regolazione dei costi. A questo proposito si deve considerare il fatto che il valore, e di conseguenza il prezzo dell'elettricità, aumentano dal momento in cui questa viene prodotta al momento in cui raggiunge il consumatore finale. Questo è dovuto all'aumento del costo a causa dei servizi richiesti per la distribuzione e trasmissione dell'energia, per il trasporto di potenza dai generatori centrali agli utenti sparsi nella rete. La generazione distribuita invece è locata vicino al consumatore e quindi necessita di minori oneri legati ai servizi di rete di distribuzione e trasmissione.

La produzione di energia elettrica da generazione distribuita è solitamente meno efficiente e più costosa della produzione delle stazioni centrali a combustibili fossili, tuttavia questo è vero se non si tiene conto dei relativi costi di trasmissione e distribuzione. Questo aspetto infatti rappresenta una componente di costo molto significativa nell'investimento iniziale e continua ad influire nelle voci di Operation and Maintenance. Un'unità DG non ha questa incombenza, perché si trova già sul sito per cui produce.

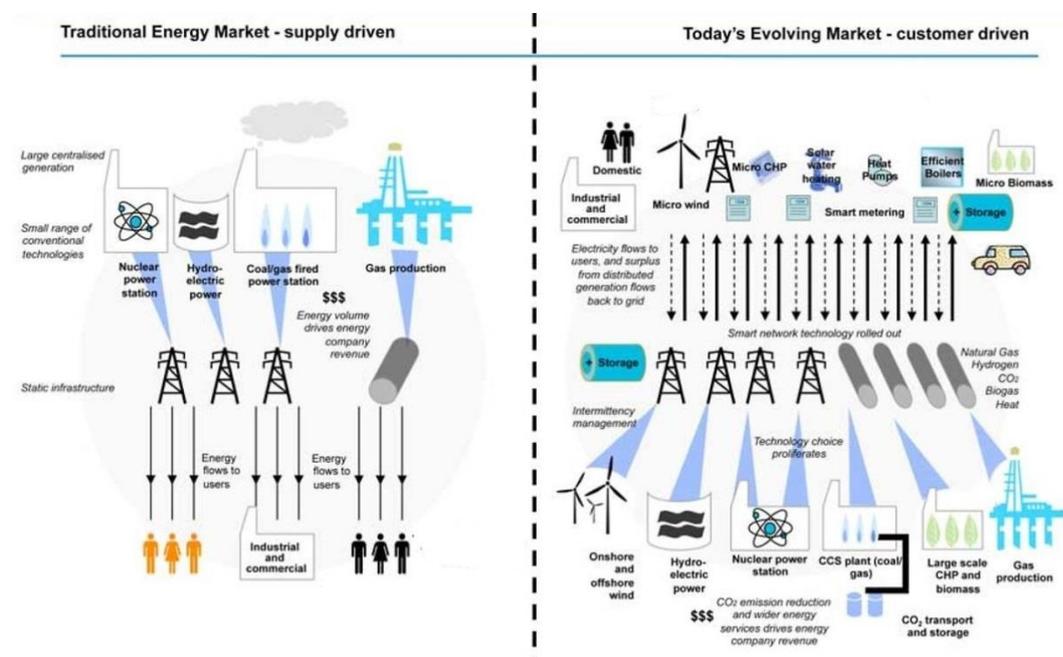
Al crescere della generazione distribuita si accompagna inoltre la necessità per il distributore del monitoraggio sulla produzione in BT e MT da fonte rinnovabile.

Questo nuovo approccio ci sta portando ad avere un occhio sempre più attento al concetto di distribuito invece che al centralizzato. Infatti l'idea di introdurre la possibilità di partecipazione alla gestione dell'energia elettrica nasce dalla necessità di migliorare l'efficienza energetica con conseguente riduzione di alcune voci dei costi di gestione tra cui le perdite per il transito di energia, in quanto viene agevolato il consumo della produzione locale.

Il livello di penetrazione di generazione distribuita e rinnovabile in alcuni Paesi è tale da aver già iniziato a causare problemi operazionali per i sistemi di potenza.

Queste difficoltà sono date dal fatto che finora la tendenza è stata quella di connettere i generatori sulla rete di distribuzione in modo da accelerare la dislocazione delle diverse forme di generazione rinnovabile e distribuita piuttosto che tentare di integrarle nel funzionamento complessivo del sistema. Attualmente le politiche di connessione dei generatori alla rete di distribuzione sono basate

sull'approccio fit-and-forget tipico delle reti di tipo passivo che tuttavia porta a investimenti infrastrutturali spesso inefficienti e costosi.



1.2 Rete tradizionale vs rete in evoluzione

Questo processo ha portato negli ultimi decenni a un aumento del costo della potenza elettrica imputabile ai costi di trasmissione e distribuzione che è stato stimato attorno al 35%, di conseguenza il costo di produzione proibitivo della DG, che tuttavia non comprende la componente di trasmissione e distribuzione, si sta rivelando molto interessante nel contesto della gestione delle reti.

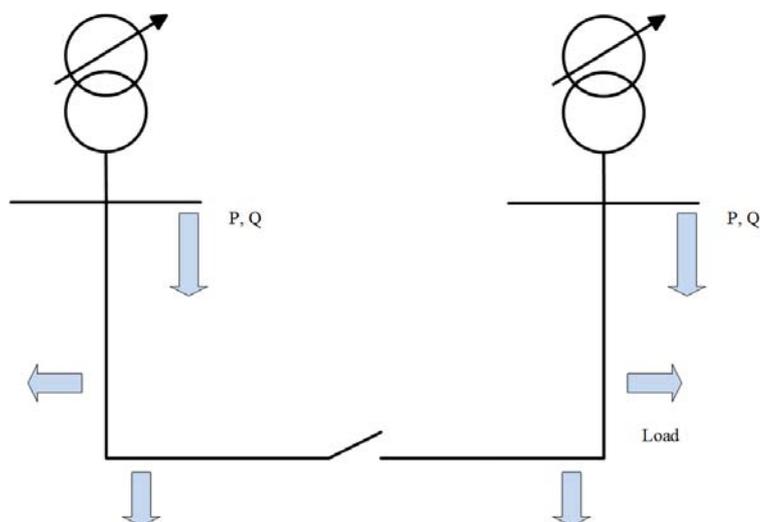
1.1.2 Active Demand (AD)

Tradizionalmente i sistemi di distribuzione sono stati progettati per far fluire potenza attiva e reattiva da tensioni più alte a quelle più basse dalla rete di trasmissione agli utenti.

Con una penetrazione significativa di generazione distribuita i flussi possono invertirsi.

Le reti di distribuzione tradizionali sono state progettate per consentire che tutti i carichi e i generatori distribuiti operino contemporaneamente e riescano comunque a mantenere un buon servizio elettrico e un livello accettabile di power quality. Tuttavia l'approccio in cui i generatori non possono in alcun modo partecipare al controllo e alla sicurezza del sistema, che sono invece di competenza del sistema di generazione centrale, sta iniziando a rendere difficoltoso la dislocazione dell'energia

da generatori distribuiti e ad aumentare i costi di investimento di gestione e sicurezza.



1.3 Schema di distribuzione per reti tradizionali

L'introduzione della generazione distribuita all'interno del controllo e gestione del sistema porterà oltre che a una concreta efficienza tecnica ed economica ad una flessibilità in grado di supportare le operazioni di sistema.

Tutti questi aspetti stanno promuovendo uno spostamento da una concezione della rete da passiva ad attiva. Proprio grazie all'ampia penetrazione di GD sulla rete di distribuzione in MT e BT si stanno rendendo disponibili in letteratura sempre più studi che hanno il fine di analizzare e migliorare le attuali tecnologie finalizzate a strategie di controllo per la GD.

Con Active Demand (AD) si intende la partecipazione attiva delle utenze domestiche e commerciali di piccola taglia all'interno dei mercati del sistema di produzione dell'energia elettrica e la fornitura di servizi ai diversi partecipanti.

Un principio fondamentale della pianificazione della distribuzione è che dovrebbe esserci abbastanza capacità nel sistema tale da garantire la continuità del servizio o un suo ripristino in un tempo accettabile anche in situazioni critiche. Inoltre, assumendo reti senza congestioni, la rete a cui il generatore distribuito è collegato dovrebbe essere in grado di assorbire interamente l'output in tutte le condizioni di carico che possano presentarsi. Ad esempio, in aree con prevalenza di generazione la condizione critica sarà data dalla coincidenza tra massima generazione e minimo carico. Per determinare se la capacità di una rete è sufficiente quindi si dovranno testare le reti in due condizioni estreme, ovvero massimo carico con generazione al minimo, e carico minimo con output di generazione massimo. Con la gestione attiva delle reti nel caso di presenza di congestioni sarà possibile anche gestire queste

situazioni critiche evitando investimenti strutturali alla rete ma tramite il taglio della generazione (GC).

Nella gestione della rete uno degli obiettivi resta quello di mantenere le fluttuazioni di tensione all'interno di limiti specifici, per fare ciò, la regolazione del livello di tensione nelle reti di distribuzione è gestita automaticamente dai trasformatori variatori sotto carico (OLTC) ed eventualmente dai compensatori reattivi situati in zone critiche.

1.2 Gestione della rete elettrica di distribuzione attiva

La pianificazione per la gestione delle reti viene dunque utilizzata per prevedere gli investimenti che saranno necessari. Utilizzando dei modelli di reti dinamiche, gli investimenti verranno identificati assumendo un contesto di crescita sia per quanto riguarda la generazione che per i carichi nel corso degli anni. In funzione degli scenari di crescita sarà possibile determinare gli eventuali rinforzi alla rete.

In un ambiente competitivo l'efficienza economica viene raggiunta mandando segnali di prezzo agli utenti della rete così da influenzare le loro decisioni in funzione della posizione rispetto alla rete e del modello di utilizzo della rete. Questo è il motivo fondamentale per cui i costi dell'utilizzo economicamente efficiente della rete dovrebbero essere specifici per quell'istante. L'efficienza economica ha come scopo di influenzare il funzionamento futuro e i costi di investimento rilevanti. A questo scopo infatti l'orizzonte temporale, la locazione degli utenti, il tipo di crescita della rete e lo sviluppo futuro devono essere definiti per poter quantificare i costi futuri. Inoltre i prezzi riferiti ai servizi di rete devono essere dei messaggi di costo chiari e volti a incoraggiare investimenti di rete efficienti e a scoraggiare un eccesso di investimenti.

L'attuale filosofia del fit-and-forget, nella quale i generatori sono visti come carichi negativi e il sistema di distribuzione funziona nel modo tradizionale, sarà necessariamente superata dall'integrazione attiva della generazione distribuita attraverso la gestione attiva delle reti.

L'idea dietro questo approccio è che vengano prese le misure della rete (ampiezza delle tensioni e flussi di potenza) e che una volta fornite al controller del DMS (distribution management system) vengano utilizzate per i punti di lavoro ottimi del tap changer e gli output dei generatori. La soluzione più economicamente conveniente sarebbe dunque quella di variare la tacca del trasformatore variatore, mentre in secondo luogo si può considerare di variare il fattore di potenza o l'effettiva potenza attiva in uscita. Infine è possibile considerare di interagire con la

regolazione dei carichi solo in situazioni estreme a causa dell'alto costo relativo ad un eventuale distacco di un carico.

È necessario combinare le misure in tempo reale con i dati storici per riuscire a gestire la rete. Infatti questi dati possono essere poi elaborati dal controller, sia ottimizzando o semplicemente con una regolazione del load flow per determinare la migliore azione di regolazione.

1.2.1 Calcolo dei flussi di potenza (Power Flow)

È possibile studiare le reti con generazione distribuita implementando il sistema in un programma che analizzi i flussi di carico e di potenza per valutare i livelli di tensione ai nodi e i flussi di potenza nei circuiti.

Nelle normali condizioni di funzionamento le reti trifasi sono simmetriche e i carichi si possono ritenere equilibrati. Nel regime stazionario le potenze sono costanti e questo consente grandi semplificazioni nella simulazione matematica e con l'utilizzo di calcolatori numerici è possibile eseguire il calcolo di reti molto estese formate anche da centinaia di nodi.

La rete di trasmissione, costituita fondamentalmente da nodi linee e trasformatori, è alimentata dai nodi di generazione e attraverso questa vengono alimentati i carichi.

Il calcolo dei flussi di potenza consiste nella determinazione delle potenze e correnti che fluiscono attraverso tutti i componenti della rete e nella determinazione delle potenze e delle tensioni di nodo non assegnate. Le equazioni che regolano il funzionamento della rete si possono scrivere applicando i principi di Kirchhoff ai nodi e alle maglie. Le condizioni di funzionamento a regime della rete sono definite quando sono note tutte le tensioni e le correnti complesse di nodo. Le tensioni di nodo che si identificano con le tensioni alle estremità delle linee permettono il calcolo delle correnti e delle potenze attive e reattive che fluiscono lungo le linee, infatti note le tensioni e le correnti di nodo si calcola agevolmente la potenza attiva e reattiva che è erogata dai generatori o assorbita dai carichi.

1.2.2 La regolazione di tensione

All'interno della rete di trasmissione è opportuno mantenere la tensione entro un campo limitato intorno al valore nominale per evitare effetti negativi sul funzionamento dei componenti. Gli utenti assorbono potenza, attiva e reattiva, che varia molto in funzione dell'ora, del giorno e anche del periodo dell'anno. In funzione di queste diverse configurazioni si può avere come punta massima di carico di una grande rete un valore pari a più del doppio del carico minimo. A causa delle fluttuazioni di carico attivo e reattivo, i componenti di rete a monte degli utenti sono attraversati da corrente di intensità variabile e le conseguenti cadute causano delle variazioni di tensione ai nodi della rete che devono chiaramente essere limitate.

Il controllo della tensione in un sistema di potenza ha come obiettivo principalmente quello più ovvio di mantenere un buon profilo di tensione alle sbarre di carico (i limiti di variazione consentiti sono solitamente tra 0,95 e 1,05 p.u.) e in secondo luogo quello di evitare la congestione del flusso di potenza nel sistema e di minimizzare le perdite di trasmissione.

Ai fini di esercire in modo corretto la regolazione di tensione deve esserci la corretta pianificazione del sistema elettrico in funzione della struttura scelta per il sistema dalla quale si ricava la miglior qualità di servizio ottenibile.

Tutti gli apparecchi utilizzatori offrono le migliori prestazioni con funzionamento alla tensione di targa, per questo motivo un continuo controllo dei profili di tensione ai nodi è fondamentale.

La regolazione di tensione ai nodi di un sistema di potenza è legata fondamentalmente ai flussi di potenza reattiva nei suoi diversi elementi.

Ciò di fatto avviene perché le resistenze e le conduttanze degli elementi dei sistemi sono piccole rispetto alle reattanze degli stessi.

Una variazione di potenza attiva non dà sensibili cadute di tensione, inoltre se si considera l'assorbimento dei carichi costante si avrà che anche la potenza reattiva assorbita dagli elementi reattivi sarà costante. Questo semplifica dunque la regolazione dei flussi di potenza reattiva ai fini di minimizzare la differenza tra potenza assorbita da elementi induttivi e quella prodotta dagli elementi capacitivi.

In regime permanente le variazioni di tensione di un nodo di una rete, nell'ipotesi che in tutti gli altri nodi le condizioni rimangano costanti, possono essere determinate applicando in quel nodo il teorema di Thevenin.

Per determinare la variazione di tensione ai nodi per iniezione di potenza reattiva in un nodo si può applicare il metodo di analisi basato sulla matrice delle impedenze nodali.

Nella relazione matriciale $[\bar{V}] = [\bar{Z}^n] \cdot [\bar{I}]$ il vettore corrente avrà tutti i termini nulli tranne quello relativo al nodo i in cui avviene l'iniezione di corrente.

La matrice $[\bar{Z}^n]$ ricavata per inversione della matrice delle ammettenze, ha come termini della diagonale principale le impedenze di Thevenin. Le variazioni di tensione nei singoli nodi della rete per iniezione di una corrente $- \bar{I}_{ci}$ sono pari al prodotto matriciale della riga i -esima della matrice $[\bar{Z}^n]$ per il vettore $[\bar{I}]$.

Si avrà dunque che le variazioni dei moduli delle tensioni saranno $\Delta V_{is} = X_{is} I_{ci}$.

Il controllo coordinato di tutte le sorgenti di potenza reattiva presenti nel sistema, oltre a ridurre le variazioni di tensione attorno ai valori desiderati con conseguente miglioramento dei profili e quindi della qualità del servizio, porta altri apprezzabili vantaggi:

- Maggiore sicurezza di esercizio del sistema elettrico grazie ad un aumento delle riserve di potenza reattiva.
- Riduzione dei transiti di potenza reattiva sulle linee con conseguenti minori perdite energetiche ed economiche.
- Automatizzazione del controllo.

Infatti l'idea è quella che questo processo possa diventare automatizzato con due possibili schemi:

- Centralizzato: le funzioni di controllo sono gestite da un supervisore su tutta la rete in esame.
- Distribuito: il sistema di potenza è diviso in sottoinsiemi con controllo locale.

Nella struttura centralizzata tutte le misure relative alle grandezze di interesse sono teletrasmesse al controllore generale, il quale, dopo averle elaborate, invia gli opportuni comandi di controllo.

Evidentemente il controllore centrale ha in questo modo una visione complessiva dell'intero sistema ed i segnali di controllo da esso inviati tendono ad ottimizzare i flussi di potenza reattiva.

1.3 Implementazione della gestione delle reti di distribuzione attive

Proprio a causa delle considerazioni fatte fino a questo punto, stanno sollevando sempre maggiore interesse i sistemi atti a regolare e a gestire quantità ingenti di dati. Questo concetto prende il nome di SCADA, ovvero Supervisory Control and Data Acquisition, che prevede l'acquisizione a distanza di dati e la loro gestione. Questo sistema è in grado di interfacciarsi col sistema e di acquisire, trasmettere, registrare e rendere disponibili le informazioni. L'evoluzione nei più recenti progetti sta nel fatto che non si tratta semplicemente di un sistema di supervisione e controllo, ma ambiscono a diventare un sistema di automazione di impianti elettrici in grado di svolgere funzioni di regolazione, ottimizzazione e controllo.

Le tre funzioni essenziali che devono essere garantite nel controllo dei sistemi elettrici sono:

- La qualità del servizio, ovvero regolazione di tensione e frequenza
- Economicità
- Sicurezza e affidabilità

La gestione di un sistema si svolge inoltre con diverse metodologie anche in funzione del piano temporale considerato. Questi infatti necessitano di un controllo in tempo reale per il funzionamento quotidiano volto a monitorare istante per istante i flussi di potenza, profili di tensione ecc. Vanno tuttavia di pari passo un controllo di tipo a lungo termine e una pianificazione a breve termine (ore-giorni) per la gestione delle risorse energetiche.

L'insieme delle funzioni software che lo SCADA deve garantire ad un sistema di distribuzione va sotto il nome di DMS (Distribution Management System). Questo sistema a sua volta deve quindi essere in grado di incorporare risultati di applicazioni terze, generare output che possano essere utilizzati dagli utenti e supportare le periferiche di mercato.

La funzione base dunque è quella di *raccogliere dati per consentire la supervisione ed il controllo di un impianto*, seguita dalla supervisione e il controllo dello stesso.

1.3.1 Ottimizzazione della gestione di rete

Una rete elettrica può essere completamente identificata quando sono note la sua topologia e le tensioni in modulo e fase ai nodi. Le variabili di stato di un sistema elettrico con n nodi sono dunque $2n-1$. Con queste informazioni è possibile calcolare attraverso le equazioni di load flow, i flussi di potenza attiva e reattiva in tutte le linee. Il problema è reso più complesso dal fatto che le equazioni dei sistemi elettrici sono non lineari e devono dunque essere utilizzate soluzioni con metodi iterativi.

Tramite un'analisi dei dati forniti, l'obiettivo è quello di mantenere una accettabile qualità del servizio in termini di andamento della tensione e della frequenza entro i limiti consentiti e di minimizzazione del costo totale di gestione della rete elettrica, ottimizzando il mix di partecipazione attiva alla produzione di energia elettrica e minimizzando le perdite di trasmissione.

Il problema dunque si inserisce in una più ampia questione di Unit Commitment (UC), una funzione supportata dal DMS che ha come obiettivo ultimo quello di essere in grado di programmare su base giornaliera o settimanale quali siano ora per ora gli elementi attivi da far partecipare alla gestione dei servizi della rete e che nel contempo riesca a soddisfare le esigenze di carico minimizzando i costi di gestione e di produzione, nel rispetto dei vincoli tecnici.

Per questo motivo al DMS devono essere forniti i dati in input quali:

- i costi di produzione dell'energia relativi ad ogni unità (€/MWh)
- le curve di capability (ovvero i limiti funzionali)
- la disponibilità al funzionamento e alla partecipazione alla gestione attiva
- stato attuale di carica e scarica dei sistemi di accumulo

L'idea dell'ottimizzazione di tipo economico apre le porte ad un concetto di gestione di rete che si avvicina ad un sistema in regime di mercato libero.

Per questo motivo si è deciso di adottare una tecnica idonea a gestire queste problematiche tecnico-economiche derivanti dalla liberalizzazione del mercato dell'energia, ovvero l'Optimal Power Flow.

Il DMS ha il compito di predisporre le informazioni necessarie che una volta gestite potranno consentire sia una previsione di gestione a lungo tempo, sia la gestione real-time degli impianti.

Il controllo di tipo passivo è la tipologia di gestione tradizionale delle reti elettriche di distribuzione. Questo approccio viene anche identificato con il nome di "fit-and-

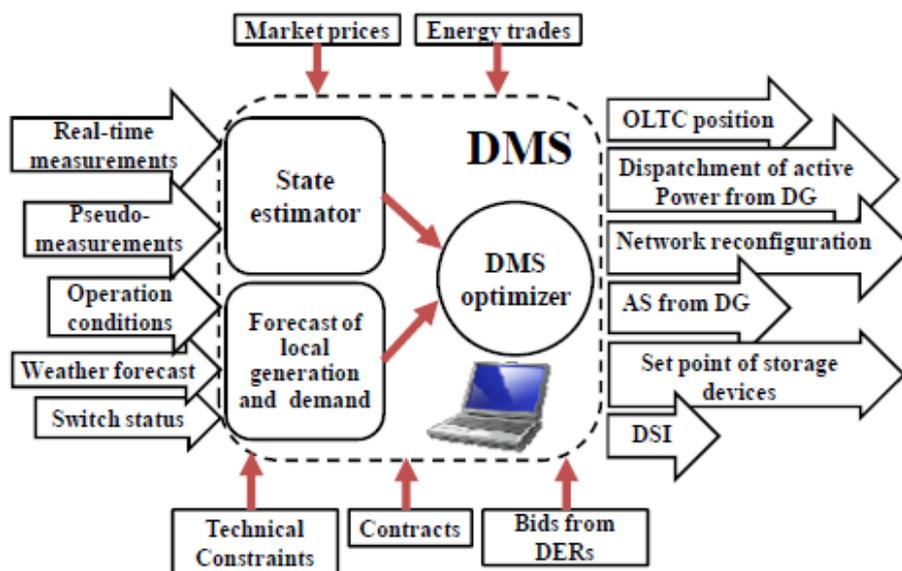
forget” secondo il quale una rete una volta dimensionata ed energizzata viene lasciata operare senza particolari controlli. È previsto un monitoraggio dei valori di tensione e corrente che tuttavia non supportano interventi di controllo consistenti.

Per quanto riguarda la rete in BT e MT, l’invito a cambiare tipologia di funzionamento è dato proprio dalla sempre più importante presenza di generazione eolica, fotovoltaica e CHP.

Il controllo attivo infatti è pensato per gestire la rete di distribuzione e i servizi di rete senza tuttavia interpersi ai sistemi di protezione standard che hanno uno scopo completamente differente.

Uno degli aspetti più importanti è sicuramente quello di avere delle informazioni sulla rete in modo regolare, quindi le misurazioni sulla rete sono fondamentali per conoscerne lo stato. Tra gli input oltre alle informazioni riguardanti lo status della rete si dovranno inserire anche i parametri e i vincoli che devono essere seguiti, quindi il modello di rete che si vuole ottenere.

Da questi input si potrà ottenere in uscita quale dovrà essere la configurazione degli elementi della rete e dei sistemi di gestione (quindi il funzionamento dei generatori, degli elementi attivi della rete, la tacca del trasformatore OLTC ecc) e un costante controllo dello stato del raggiungimento degli obiettivi.



1.4 Architettura del DMS

Capitolo 2

I tool ADS e DADS del progetto ATLANTIDE

2.1 Il progetto ATLANTIDE

Atlantide è un progetto della durata circa di tre anni, promosso dalla fondazione di ricerca italiana per lo sviluppo dei sistemi elettrici. I principali obiettivi del progetto sono:

- Sviluppare un archivio digitale che contenga modelli di riferimento di reti di distribuzione attive e passive.
- Simulare l'andamento di diversi scenari per lo sviluppo del sistema di distribuzione italiano tenendo conto di diverse possibilità di crescita di profili di carico e generazione. La vera sfida è quella di integrare a questo sistema la generazione distribuita da fonte rinnovabile e i servizi di distribuzione degli accumulatori.

ATLANTIDE è l'acronimo di "archivio TeLemAtico per il riferimento Nazionale di reTI di Distribuzione Elettrica". Il progetto è diretto da ENEL, sezione Ingegneria e Innovazione con la partecipazione delle Università di Cagliari, Padova e Napoli.

L'idea sarebbe quella ottenere un archivio digitale di reti di riferimento che rappresentino un insieme completo di casi studio. L'utilizzo di reti di riferimento standardizzate consentirà la comparazione di schemi di distribuzione innovativi e di strategie operative.

Il database vuole essere di facile accesso e facilmente aggiornabile.

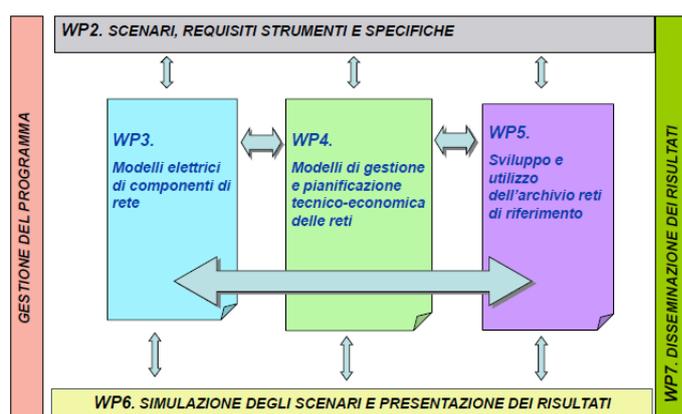
Il più importante risultato è proprio quello di ottenere un'idea dell'hosting capacity delle reti in modo da evidenziare eventuali ostacoli e limiti all'integrazione della generazione distribuita.

Il progetto prevede inoltre un'analisi della gestione della rete più completa, che tenga conto non solo di limiti tecnici ma anche dell'aspetto economico, in modo che il sistema con alta penetrazione di sistemi di distribuzione attiva preveda una

gestione anche economicamente conveniente. Tramite le analisi di diversi scenari è infatti possibile determinare gli aspetti positivi e i limiti delle diverse possibilità di pianificazione garantendo i livelli di tensione e corrente necessari, grado di sicurezza idoneo e contenimento dell'investimento economico.

L'idea alla base è quella di schematizzare le reti reali in un modo semplificato che sia di validità generale e facile da usare. Il progetto si muove oltre quello che è il semplice studio dei flussi di potenza, introducendo vincoli legati alla power quality , all'inserimento delle GD, ai fini di adattarsi a diversi tipi di studio.

Il progetto è costituito da sette Work Packages (WP) e l'Università di Padova ha dato il suo contributo al WP4 che è focalizzato sui modelli di pianificazione e operazione. L'archivio infatti è stato predisposto a contenere due sistemi di gestione centralizzato e distribuito i quali, una volta affiancati ad un sistema di comunicazione informatico, saranno in grado di gestire il sistema in funzione dei diversi scenari.



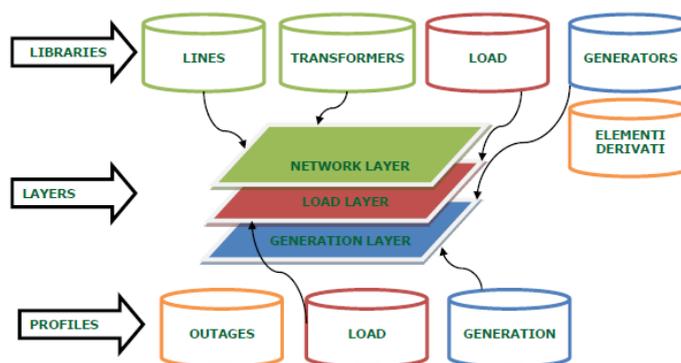
2.1 Aree di studio del progetto

Una rete di distribuzione può essere descritta da una serie di elementi e dalla loro interazione. La struttura dei dati utilizzata da Atlantide si basa su diversi strati di informazioni:

- La parte relativa alla struttura topologica della rete che contiene le informazioni appunto sulla topologia della rete e sulla posizione dei trasformatori.
- Lo strato relativo alle informazioni sui carichi, quali posizione, potenza e la tipologia.
- Lo strato relativo ai dati sui generatori della rete, anche in questo caso si tratta di posizione, potenza, tipologia ecc
- La parte relativa ai sistemi di controllo ed automazione

Le librerie contengono le informazioni relative alle tipologie dei componenti.

All'interno dei file Profili si trova la descrizione degli elementi quali generatori, carichi, sistemi di accumulo, in particolare vi si trova la loro tipologia e la curva di funzionamento. Un carico può essere di tipo industriale, residenziale, rurale, mentre i generatori saranno di tipo fotovoltaico, CHP, eolico ecc.



2.2 Struttura del programma

Per determinare le curve di funzionamento dei generatori si utilizzano inoltre dei coefficienti giornalieri, settimanali, mensili o annuali.

In generale le reti test finora esistenti sono legate al particolare ambito di funzionamento e sono spesso finalizzate allo studio di particolari ambienti o di contingenze specifiche. Inoltre non tutte tengono adeguatamente conto della presenza sempre più massiccia di risorse distribuite sulla rete.

Perché il mercato dell'energia elettrica tenga conto di queste è necessario che ci siano strumenti di riferimento facilmente fruibili per la risoluzione dei problemi di natura tecnica.

2.1.1 L'ottimizzazione con ADS

L'ottimizzazione nella gestione di rete consiste nel determinare la soluzione di controllo attivo della rete in modo da minimizzare il costo. A seguito dello studio della rete tramite lo studio dei flussi di potenza si ottengono i limiti tecnici, rappresentati dalle equazioni di bilancio di potenza, i limiti di portata delle linee, limiti di tensione ai nodi e limiti tecnici delle strutture coinvolte.

La funzione da minimizzare per l'ottimizzazione rappresenta il costo totale di gestione:

$$\min J = \left\{ \sum_i C_i = C_{losses} + C_{P_GD} + C_{VAr} + C_{AD} + C_{DES} \dots \right\}$$

Dove C_i rappresenta il costo della i -esima opzione di gestione attiva. Ad esempio quelle riportate nella formula rappresentano rispettivamente, la minimizzazione del costo delle perdite, del costo per il taglio o il dispacciamento di potenza attiva da generazione distribuita, del supporto di reattivo, per il controllo dell'active demand (AD) e per l'utilizzo dei sistemi di accumulo.

Questa espressione rappresenta la funzione obiettivo che indica dunque quanto effettivamente costa in quell'intervallo esaminato la gestione attiva della rete.

Perdite

Il termine C_{losses} è proporzionale alle perdite di potenza attiva P^{loss} attraverso un coefficiente α che rappresenta il costo unitario nell'intervallo considerato. In un i -esimo ramo della rete le perdite possono essere approssimate come

$$P_i^{loss} \cong \frac{r_i}{r_{max}} \cdot |F_i|$$

F_i rappresenta il flusso di potenza attiva attraverso l' i -esimo ramo che ha resistenza r_i e r_{max} è la resistenza massima tra tutti i rami della rete. Si è considerato di poter linearizzare in questo modo in quanto si considera di poter tenere in considerazione le perdite da minimizzare non conoscendo il loro esatto valore, ma semplicemente in modo da ottimizzare i flussi di potenza privilegiando i percorsi con resistenza più bassa.

Il costo relativo alle perdite di potenza attiva è quindi proporzionale alle perdite stesse, che a loro volta sono proporzionali al flusso di potenza attiva in funzione dei valori delle resistenze.

Il coefficiente di proporzionalità α può essere scritto in funzione c_i^{losses} e Δt che sono rispettivamente il costo unitario dell'energia persa (in €/kWh) e l'intervallo di tempo tra due ottimizzazioni del DMS

$$\alpha_i = c_i^{losses} \cdot \Delta t$$

Potenza attiva

Il secondo termine dell'equazione da minimizzare C_{P_GD} tiene conto di un aspetto molto importante nel contesto della gestione attiva, ovvero della possibilità che il DMS richieda di variare la potenza attiva fornita dai generatori controllabili presenti in rete rispetto al loro profilo previsto. Questa regolazione è prevista nel caso in cui si presentino contingenze nel caso di sovraccarichi in alcune linee e ne consegua la necessità di regolare i flussi di potenza o nel caso in cui questa semplicemente diventi economicamente conveniente. Questo ovviamente accade nel caso in cui il costo relativo alle perdite diventi maggiore degli oneri da corrispondere alle GD.

Anche in questo caso il costo delle variazioni di potenza attiva sarà proporzionale alla P_i^{GD} ovvero alla variazione di potenza attiva rispetto alla potenza offerta dai produttori (in particolare N_{GD} è il numero dei generatori controllabili connessi alla rete di distribuzione) nello stesso intervallo di tempo. Quindi il costo relativo alle variazioni di potenza potrà essere espresso come

$$C_{P_GD} = \sum_{i=1}^{N_{GD}} \beta_i \cdot P_i^{GD}$$

Dove β , il coefficiente di proporzionalità può essere scritto come

$$\beta_i = c_i^{P-GD} \cdot \Delta t$$

Nell'espressione il termine c_i^{P-GD} rappresenta il costo per variare 1 kWh dell'i-esimo generatore e Δt è l'intervallo di tempo tra due ottimizzazioni del DMS.

Potenza reattiva

Il termine C_{VAR} della funzione obiettivo rappresenta il costo relativo allo scambio di potenza reattiva con la rete in termini di kVARh forniti dalla GD

$$C_{VAR} = \sum_{i=1}^{N_{DG_VAR}} \gamma_i \cdot Q_i^{VAR}$$

$$\gamma_i = c_i^{VAR} \cdot \Delta t$$

Dove c_i^{VAR} è il costo per 1 kVARh fornito dall' i -esima unità GD, Δt è l'intervallo di tempo tra due calcoli successivi del DMS e N_{DG_VAR} è il numero di generatori che forniscono supporto di reattivo alla gestione attiva.

Active Demand

Con il termine di costo relativo all'active demand si intende il costo per il taglio o il differimento dei carichi attivi nella rete. Si considera quindi che i clienti attivi diano una certa disponibilità di controllo della loro potenza e tramite l'ottimizzatore si cercherà di minimizzare il valore da corrispondere ai clienti attivi che partecipano alla regolazione. Quindi con P_i^{AD} che rappresenta la potenza incognita tagliata dall' i -esimo cliente attivo il costo C_{AD} può essere scritto come

$$C_{AD} = \sum_{i=1}^{N_{AD}} \delta_i \cdot P_i^{AD}$$

Con $\delta_i = c_i^{AD} \cdot \Delta t$

Dove N_{AD} è il numero di clienti attivi e δ_i è proporzionale al costo c_i^{AD} per tagliare 1 kWh di potenza.

La risoluzione del problema sta dunque nel determinare quanto dovranno valere questi valori di potenza, che sia attiva o reattiva, tagliata o prodotta, come differenza rispetto al funzionamento ordinario senza gestione attiva. Tutto questo viene calcolato grazie alla funzione obiettivo conoscendo i coefficienti di costo relativi ai diversi termini e ottimizzando l'espressione in modo da avere il costo minimo.

Il sistema da risolvere sarà formato da diverse equazioni, tra le quali, $2N_{bus}$ equazioni di uguaglianza relative al bilancio di potenza attiva e reattiva ai nodi (legge di Kirchhoff per ognuno degli N_{bus} nodi della rete), $2N_{bus}$ equazioni di disuguaglianza relative ai vincoli di tensione ai nodi, $2N_{seg_DG}$ vincoli di disuguaglianza che rappresentano le curve di capability di ogni generatore (con N_{seg_DG} numero di segmenti usati per approssimare la curva stessa con una spezzata a tratti ai fini della linearizzazione del problema), N_{seg_Br} vincoli di disuguaglianza che tengono conto dei limiti termici delle linee (in funzione della portata della linea rappresentata come una circonferenza in modo simile alle curve di capability) e infine $4N_{seg_DES}$ vincoli di disuguaglianza che rappresentano i vincoli tecnici dei sistemi di accumulo, anche in questo caso si rappresenta il campo di funzionamento (in questo caso una circonferenza completa in quanto si considera funzionamento sia da generatore che da carico) con una spezzata di N_{seg_DES} segmenti lineari.

Per linearizzare la relazione tra la tensione e le incognite (variabili di controllo) sono stati utilizzati i coefficienti di sensitività della tensione. La matrice di sensitività

viene calcolata a partire dalla matrice Jacobiana della rete una sola volta all'inizio dell'intervallo di ottimizzazione ai fini di non prolungare eccessivamente i tempi di calcolo.

Le equazioni relative ai vincoli di tensione vengono quindi scritte in funzione dei coefficienti di sensitività, ovvero la tensione derivata rispetto alle sei diverse incognite ovvero potenza attiva e reattiva scambiata dalla GD, dei clienti attivi e dei sistemi di accumulo (che rappresentano le incognite e dunque l'output dell'ottimizzatore).

$$s_j^{PGD} = \frac{dv_i}{dP_j^{GD}} \quad s_k^{VAR} = \frac{dv_i}{dQ_k^{VAR}} \quad s_l^{PAD} = \frac{dv_i}{dP_l^{AD}}$$

$$s_l^{QAD} = \frac{dv_i}{dQ_l^{AD}} \quad s_{es}^{PDES} = \frac{dv_i}{dP_{es}^{DES}} \quad s_{es}^{QDES} = \frac{dv_i}{dQ_{es}^{DES}}$$

Queste equazioni di vincolo relative ai limiti di tensione ai nodi possono essere espresse in forma matriciale

$$[0 \quad 0 \quad s^{PGD} \quad s^{VAR} \quad (s^{PAD} + s^{QAD} \tan \varphi_L) \quad s^{PDES} \quad s^{QDES}] \cdot [X] \leq [\Delta V_{lim}^{over}]$$

$$[0 \quad 0 \quad s^{PGD} \quad s^{VAR} \quad (s^{PAD} + s^{QAD} \tan \varphi_L) \quad s^{PDES} \quad s^{QDES}] \cdot [X] \geq [\Delta V_{lim}^{under}]$$

Dove infatti i termini ΔV_{lim}^{over} e ΔV_{lim}^{under} sono le massime deviazioni di tensione consentite per la tensione nodale e in particolare i valori di riferimento per il limite massimo e minimo son rispettivamente 1.05 e 0.95 p.u.. In queste espressioni con $\cos \varphi_L$ si intende il fattore di potenza dei carichi attivi (assunto costante)

Le altre equazioni di vincolo elencate precedentemente possono essere scritte come

$$\begin{bmatrix} A_1 & 0 & B_g & 0 & B_{AD} & B_{DES} & 0 \\ 0 & A_1 & 0 & B_g & \tan \varphi_L \cdot B_{AD} & 0 & B_{DES} \end{bmatrix} \cdot [X] = \begin{bmatrix} P_{bus} \\ Q_{bus} \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} I & m^{Br} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & I & m^g & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & I & m^{DES} \end{bmatrix} \cdot [X] \leq \begin{bmatrix} q^{Br} \\ q^g \\ q^{DES} \end{bmatrix}$$

$$[X] = \begin{bmatrix} F^P \\ F^Q \\ P^{GD} \\ Q^{VAR} \\ P^{AD} \\ P^{DES} \\ Q^{DES} \end{bmatrix}$$

Dove A_1 è la matrice di incidenza nodi-rami, I è la matrice identità, B_g , B_{AD} , B_{DES} sono matrici binarie introdotte per includere le potenze attive e reattive delle DER dell'equazioni di bilancio delle potenze ai nodi.

P_{bus} e Q_{bus} sono le potenze ai nodi, m^g e q^g , m^{Br} q^{Br} , m^{DES} e q^{DES} , sono i coefficienti angolari e le intersezioni con l'asse delle Q usati per approssimare rispettivamente la curva di capability dei generatori, il limite termico delle linee e i limiti del campo di funzionamento dei sistemi di accumulo.

2.1.2 Gestione dei sistemi di storage

Nel caso in cui siano presenti dispositivi di accumulo l'esecuzione dell'ottimizzazione tramite l'esecuzione dell'algoritmo della funzione obiettivo a ogni intervallo considerato non sarà più sufficiente. Infatti la gestione dei sistemi di accumulo dovrà, in ogni intervallo studiato, tenere in considerazione le decisioni prese in tutti gli intervalli precedenti e successivi, in quanto si dovrà monitorare in anticipo la fase di carica e scarica in modo da restare all'interno dell'intervallo di disponibilità e fare in modo che alla fine del periodo considerato la carica torni ad avere il valore iniziale. Quindi il problema della minimizzazione della funzione costo è stata ampliata in modo da tenere in considerazione nelle scelte che saranno effettuate in un certo istante anche le condizioni che si presume si verificheranno nelle ore a venire.

Supponendo quindi di considerare come orizzonte temporale quello di un giorno e un intervallo di ottimizzazione di un'ora, all'inizio di ogni intervallo il DMS riceverà lo stato attuale della rete ottenuto dalle misurazioni, i prezzi di mercato dell'energia e le loro previsioni per gli intervalli successivi. Estendendo la minimizzazione considerando a ogni intervallo la previsione dell'intero orizzonte temporale si avrà

$$\min J = \left\{ \sum_{h=h_{cur}}^{h_n} \sum_i C_i^{(h)} \right\}$$

Con h_{cur} intervallo di tempo corrente e h_n intervallo finale.

Dunque al primo intervallo ($h_{cur} = 1$), il DMS riceve come informazioni, lo stato iniziale della rete cioè potenze attiva e reattiva richieste dai carichi, produzione programmata della generazione, lo stato di carica dei sistemi di accumulo, lo stato di apertura degli interruttori e dei sezionatori, la tacca a cui si trova l'OLTC, i prezzi del mercato dell'energia per l'ora corrente e la previsione delle stesse quantità per gli intervalli successivi. La minimizzazione come riformulata precedentemente quindi tiene conto anche degli intervalli futuri rispetto a quello corrente. In questo modo sarà possibile tenere in considerazione correttamente della disponibilità residua dei

sistemi d'accumulo in modo più accurato, non semplicemente in base al loro stato di carica ma tramite anche una previsione futura.

Dunque vengono effettuate delle ottimizzazioni parziali con matrice dei vincoli e vettore delle variabili incognite per ogni intervallo come visto precedentemente, relative però a tutto l'orizzonte temporale.

Dunque il margine operativo dei sistemi di accumulo dipende non solo dallo stato di carica (SoC) in un dato intervallo di tempo (dunque in funzione delle condizioni operative passate), ma anche dalla previsione del comportamento che assumerà in futuro.

Queste ottimizzazioni ripetute fanno sì che il tool tenga in considerazione ciò che potrà accadere durante il giorno e trova quindi il profilo ottimale per la loro gestione alla luce di ciò che accadrà negli istanti successivi, in modo da scegliere in modo conveniente quali saranno i momenti di carica e di scarica. Obiettivo fondamentale di questo tipo di approccio è far sì che l'accumulatore riesca a sopperire a tutte le richieste riuscendo però a raggiungere a fine dell'orizzonte temporale lo stesso livello di carica iniziale.

Tuttavia sarà necessario a questo proposito inserire altre equazioni di continuità, in modo che nell'intervallo successivo si tenga sempre conto di ciò che l'ottimizzatore aveva calcolato precedentemente.

Per ogni intervallo h si avrà:

$$\begin{cases} SoC^{h+1} = SoC^{h-1} + \eta_{ch} \cdot P_{DES_ch}^h \cdot \Delta t \\ SoC^{h+1} = SoC^{h-1} - \frac{1}{\eta_{disch}} \cdot P_{DES_disch}^h \cdot \Delta t \end{cases}$$

Queste rappresentano le N_{DES} equazioni di continuità che definiscono lo stato di carica (SoC) rispettivamente in fase di carica e di scarica dei sistemi d'accumulo all'intervallo $h+1$.

Nelle due espressioni il primo termine indica lo stato di carica relativo all'intervallo appena passato $h-1$, mentre il secondo indica le decisioni prese dal DMS nello stesso intervallo h .

I termini η_{ch} e η_{disch} rappresentano i valori dei rendimenti nelle due fasi, mentre $P_{DES_ch}^h$ e $P_{DES_disch}^h$ è la potenza controllata dall'ottimizzatore sempre nei due funzionamenti al tempo h , Δt è l'intervallo di tempo tra due calcoli successivi del DMS.

Tramite queste equazioni si potranno ottenere i valori di potenza scambiate tra il sistema d'accumulo e la rete nell'intervallo $h+1$ in fase di carica e di scarica.

Ovviamente, poiché un accumulatore non può caricarsi e scaricarsi simultaneamente, solo uno dei due termini sarà diverso da zero in funzione della richiesta di regolazione del DMS.

A queste equazioni si aggiungeranno anche le $2 \cdot N_{DES}$ relative ai vincoli superiori e inferiori per lo stato di carica dell' i -esimo accumulatore nell'intervallo h in modo da evitare che si abbiano over-discharging o over-charging.

I sistemi d'accumulo infatti possono rivelarsi una risorsa molto interessante se ben sfruttati nella gestione attiva di una rete. Infatti il profilo ottimale di carica e scarica viene calcolato tenendo conto di quali saranno gli intervalli più convenienti.

Nell'ottimizzazione il ruolo dello storage è stato semplificato in modo da gestirli più facilmente. Si è pensato di sfruttare la partecipazione degli elementi di accumulo per risolvere le contingenze in modo da risparmiare su quello che il DMS deve corrispondere ai generatori che partecipano alla regolazione attiva per compensare la richiesta del taglio o dispaccio extra di potenza.

Dunque il termine di costo che viene minimizzato nell'algoritmo C_{DES} comprende diversi fattori che tengono conto di tutte le condizioni di funzionamento del sistema di accumulo.

- Fase di carica: nel momento in cui un sistema di storage richiede energia alla rete per caricare la batteria, dovrà certamente corrispondere un costo per questo. Lo si può quantificare come un costo proporzionale alla potenza P^{DES} che viene prelevata appunto dalla rete, pesata con il coefficiente $c_i^{DES(ch)}$ che rappresenta il costo per caricare di 1 kWh l' i -esimo sistema di accumulo.

$$C_{DES(charging)} = \sum_{i=1}^{N_{DES}} k_i \cdot P_i^{DES}$$

$$k_i = c_i^{DES(ch)} \cdot \Delta t$$

Δt è l'intervallo di tempo tra due calcoli del DMS in tempo reale, N_{DES} è il numero dei sistemi d'accumulo connessi alla rete.

- Fase di scarica: in questa fase i sistemi di accumulo forniscono potenza alla rete, quindi si comportano come fossero dei generatori. Questo genere di intervento può infatti portare ad una diminuzione delle perdite e ad evitare degli investimenti infrastrutturali relativi alla gestione della rete (questi elementi si trasformano dunque in un risparmio energetico e dunque economico).

In questo caso possono esserci due approcci, al sistema può essere consentito o meno un profitto da questa partecipazione. Se infatti ai sistemi è permesso, questi potrebbero accumulare energia nelle batterie durante le ore meno costose, per poi

rivenderla nelle ore di picco che sono chiaramente più costose per il semplice fatto che la richiesta aumenta.

Tuttavia, ad esempio in Italia, questa pratica speculativa non è consentita ed è previsto dunque che i sistemi d'accumulo forniscano potenza alla rete senza ricevere alcun corrispettivo.

Quindi si può quantificare il costo C_{DES} relativo a questa fase come proporzionale all'energia scambiata P_i^{DES} .

$$C_{DES(discharging)} = \sum_{i=1}^{N_{DES}} k'_i \cdot P_i^{DES}$$

$$k'_i = c_i^{DES(disch)} \cdot \Delta t$$

Dove $c_i^{DES(disch)}$ è il costo per ogni kWh fornito alla rete dall'i-esimo sistema di accumulo che tiene conto della riduzione della vita utile della batteria con l'uso.

- Scambio di potenza reattiva: il sistema d'accumulo può infine scambiare potenza reattiva con la rete sia di tipo induttivo che capacitivo. Anche in questo caso il costo C_{Q_DES} relativo a questo funzionamento è proporzionale ai kVARh scambiati con la rete.

$$C_{Q_DES} = \sum_{i=1}^{N_{DES}} \lambda_i \cdot Q_i^{DES}$$

$$\lambda_i = c_i^{Q_DES} \cdot \Delta t$$

$c_i^{Q_DES}$ è il costo per 1 kVARh fornito dall'i-esimo sistema d'accumulo alla rete, mentre Δt e N_{DES} hanno lo stesso significato delle due espressioni precedenti.

2.2 DADS

Il tool DADS (Distributed Active Distribution System) fornisce un modello di gestione decentralizzata delle reti da affiancarsi al modello di gestione centralizzata. Il principio alla base è infatti differente dall'ADS. Questo strumento prevede, a differenza del modello centralizzato, una libera partecipazione alla gestione della regolazione dei servizi della rete da parte delle risorse distribuite senza ricorrere al dispacciamento da parte dell'unità centrale.

Il tool affianca dunque il coordinamento delle utenze distribuite presenti alla regolazione del variatore sottocarico di cabina primaria, avvalendosi però di controllori centralizzati a cui inviare i segnali tramite tecnologie di comunicazione.

Anche in questo caso si parla di gestione attiva, in quanto la regolazione di rete dipende appunto dalla disponibilità delle risorse distribuite. L'obiettivo anche in questo caso è quello di garantire la qualità del servizio nel rispetto dei limiti tecnici. Il passaggio da controllo centralizzato a distribuito segue quella che è la tendenza di crescita della rete elettrica. Le DER diventano sempre più elementi attivi all'interno della rete e in questa prospettiva sono anche abilitati a scegliere se e in che misura partecipare alla regolazione, dunque non sarà un controllore centralizzato ad imporlo. Per questo motivo è stato introdotto un meccanismo di domanda offerta in modo che il generatore distribuito possa decidere che valore dare alla propria prestazione (solitamente si tratta di taglio della generazione) nella partecipazione ai servizi di rete.

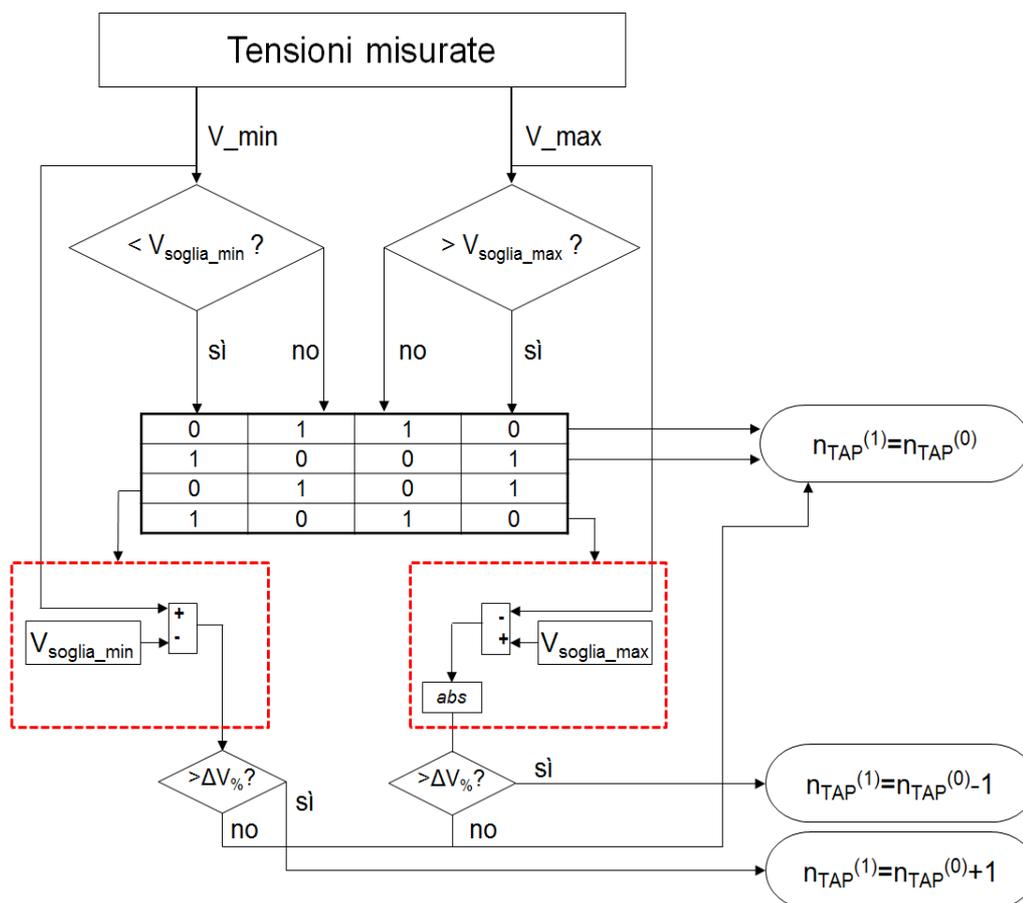
2.2.1 Variazione del rapporto di trasformazione con OLTC

Un altro presupposto differente è il diverso utilizzo dell'OLTC nelle due versioni. Il controllore distribuito coniuga per la risoluzione delle contingenze, la regolazione di con OLTC (come primo tentativo) e nel caso in cui questa si rivelasse non sufficiente, la regolazione da gestione attiva (partecipazione degli elementi attivi della rete). Quello che invece fa il ADS è fare in primo luogo un'analisi della rete (con LF e possibilità di regolare l'OLTC), nel caso in cui ci si renda conto che questa non sia sufficiente ai fini della risoluzione delle congestioni nella rete allora si decide di impostare una tacca dell'OLTC che sarà fissa per tutta l'ottimizzazione e dunque procede con questa che prevede dunque la partecipazione degli elementi attivi della rete.

Alla luce di ciò quindi, facendo la stessa prova con ADS e DADS con la stessa rete, si presentano molte meno problematiche con DADS perché queste il più delle volte sono risolvibili con la variazione di tacca dell'OLTC.

Per determinare le nuove posizioni che deve avere la tacca del trasformatore variatore sotto carico AT/MT di cabina primaria con DADS è necessario che questo riceva per ogni intervallo come input i valori di tensione rilevati ai nodi per condizionarne la variazione. Questi valori sono reperiti da misure remote rilevate ai nodi e vengono raccolte da un supervisore centrale.

La variazione avviene per mezzo di un controllo iterativo delle condizioni di tensione in rete in modo da valutare di volta in volta l'azione del variatore. Il variatore agisce tentando di mantenere il livello di tensione misurata alla sbarra MT a cui si connette il secondario nell'intorno del valore nominale di tensione a meno di una dead band ammessa.



2.3 Funzionamento dell'OLTC

Come si vede nello schema, tra tutti i valori misurati nei nodi a valle del trasformatore, vengono scelti come riferimento i valori massimo e minimo e questi vengono dunque confrontati con i valori di soglia impostati.

2.2.2 Struttura token-ring e aree di regolazione

Il controllo distribuito utilizza lo schema del token-ring: il token rappresenta una sorta di messaggio che viene trasmesso a più unità le quali possono accedervi e modificarlo e viene poi riportato al punto iniziale con una traiettoria appunto ad anello chiuso. La strategia prevede quindi una preliminare regolazione dell'OLTC a seguito delle misure ai nodi, in seguito viene segnalata la presenza di congestioni e vengono create le aree di regolazione della corrente per la richiesta di potenza attiva. Parallelamente vengono definite le aree di regolazione della tensione per la regolazione della reattiva.

La procedura token-ring per inviare segnali di richiesta di variazione della potenza attiva agli utenti attivi connessi alla rete MT, al momento del rilevamento della congestione, utilizza un approccio ad “*aree di regolazione di corrente*”, attraverso la definizione della matrice dei coefficienti di congestione (*Transmission Congestion Distribution Factor, TCDF*)

Questi coefficienti rappresentano la variazione di potenza attiva sulla linea k che collega i nodi i e j (ΔP_{ij}) in seguito all'iniezione/diminuzione di potenza attiva sul nodo i (ΔP_i):

$$TCDF_i^k = \frac{\Delta P_{i-j}}{\Delta P_i}$$

Attraverso la matrice dei coefficienti è possibile determinare quali nodi della rete influenzano il carico di ciascuna linea e questo consente di individuare delle aree di influenza raggruppando i nodi.

Ottenuti questi cluster si può dunque determinare qual è la necessità di variazione di potenza che deve essere richiesta.

$$dP_{ramo} = P_{ramo} \cdot \frac{(k_{I\%}-100)}{100}$$

dove P_{ramo} rappresenta la potenza attiva fluente attraverso la linea congestionata mentre $k_{I\%}$ è il rapporto percentuale tra corrente di ramo e portata massima. La variazione di potenza necessaria verrà dunque richiesta tramite il meccanismo token-ring e seguirà altre indicazioni e vincoli che verranno successivamente illustrati.

2.2.3 Regolazione di corrente e generation curtailment (GC)

Uno degli aspetti più importanti per quanto riguarda la gestione attiva è la regolazione della potenza attiva ai fini della regolazione di corrente. Infatti per questo tipo di regolazione vengono chiamati in causa i generatori distribuiti, ma nel caso in cui ci sia necessità anche i carichi sono invitati a partecipare.

In base alle ipotesi fatte sono previsti dei limiti tecnici ed economici e quindi dei vincoli legati alla disponibilità di partecipazione. È stato possibile infatti integrare all'interno del tool un sistema di domanda offerta di servizi di rete tra gestore e le utenze finali classificabili in prezzi e costi. La procedura token-ring per inviare segnali di richiesta di variazione della potenza attiva agli utenti attivi connessi alla rete MT, al momento del rilevamento della congestione, utilizza un approccio ad “aree di regolazione di corrente”, attraverso la definizione della matrice dei coefficienti di congestione (*Transmission Congestion Distribution Factor, TCDF*)

Questi coefficienti rappresentano la variazione di potenza attiva sulla linea k che collega i nodi i e j (ΔP_{ij}) in seguito all'iniezione/diminuzione di potenza attiva sul nodo i (ΔP_i):

$$TCDF_i^k = \frac{\Delta P_{i-j}}{\Delta P_i}$$

Attraverso questa matrice è possibile determinare quali nodi della rete influenzano il carico di ciascuna linea.

Quindi in presenza di congestioni la richiesta di variazione della potenza attiva viene inviata al primo utente attivo in ordine di influenza (determinato appunto dalla matrice dei TCDF) all'interno di ciascuna area di corrente. Tendenzialmente la richiesta che viene fatta ai generatori per risolvere le congestioni di corrente è quella di diminuire la potenza attiva prodotta, si tratta quindi di Generation Curtailment (GC).

Nel caso in cui invece sia richiesto un aumento della potenza attiva, i generatori dovrebbero aumentare la potenza attiva prodotta, questo prende il nome di extra-dispatching. In realtà nelle simulazione svolte i generatori sono sempre stati disabilitati a fornire potenza extra in quanto non è possibile richiedere che i generatori distribuiti aumentino la loro attuale produzione di potenza attiva.

Per questo funzionamento infatti è prevista la partecipazione dei carichi, nel caso in cui siano abilitati alla partecipazione alla gestione attiva. Infatti quello che per i generatori è taglio di potenza, dal punto di vista del carico è un aumento di assorbimento, si tratta dunque di una richiesta che può di fatto essere accolta.

Ovviamente entrambe le tipologie di partecipazione hanno un costo per il generatore, e di conseguenza anche per il controllore, questo infatti deve poter garantire una retribuzione per la risorsa distribuita che ha dato disponibilità alla gestione della regolazione della rete che farà parte dei costi di cui si deve prendere carico il gestore per la GC o per il dispatching. Vengono quindi implementati i profili di costo orari per ogni generatore che mette quindi a disposizione la regolazione della propria potenza attiva a un certo costo. Il gestore dopo aver rilevato la congestione e la potenza attiva da regolare, partirà con una richiesta della stessa potenza attiva all'interno dell'area proponendo di ripagare il servizio erogato quanto il minimo valore offerto da un generatore all'interno dell'area. Dopo l'azione del primo utente attivo la richiesta di partecipazione alla regolazione di corrente passerà all'utente successivo che propone un costo uguale o immediatamente superiore, previo controllo del raggiungimento degli obiettivi e fino al raggiungimento della risoluzione della congestione.

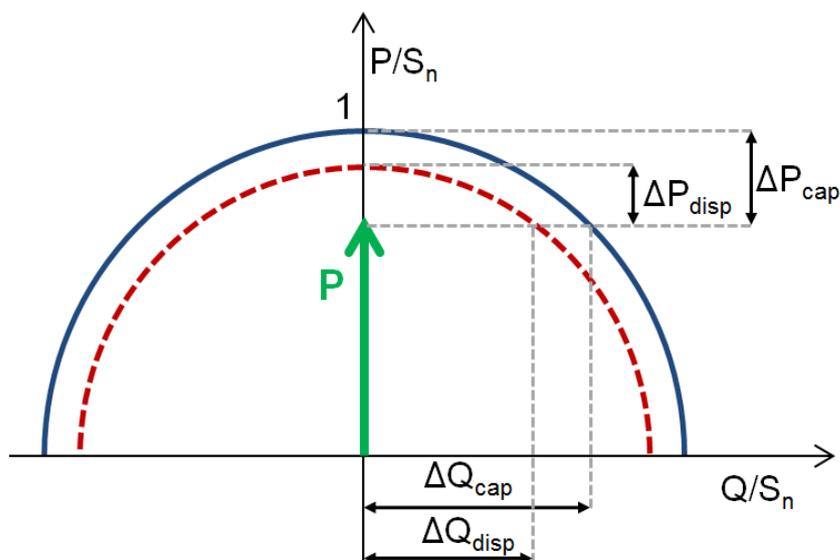
Il programma è stato scritto in modo da rendere disponibile per ogni ciclo non più di 0,1 MW di potenza attiva di regolazione per generatore, e prevede inoltre una soglia limite di disponibilità da parte dei generatori che è pari ad una certa percentuale della potenza apparente del generatore (percentuale che è possibile regolare).

Il gestore quindi cercherà i generatori con i costi minori e in funzione della necessità chiederà più volte la partecipazione fino al raggiungimento degli obiettivi ovvero finché il carico delle linee congestionate non si riduce al di sotto del limite considerato (solitamente pari alla portata nominale) . Tuttavia può succedere in alcuni casi che la disponibilità dei generatori, seppur presenti e con potenze sufficientemente elevate sia ristretta per scelte varie ad una piccola percentuale della propria potenza, o che non ci siano abbastanza generatori, o addirittura che nell'area selezionata non ci siano affatto generatori. In questo caso il token tornerebbe all'inizio senza aver trovato alcuna disponibilità segnando appunto questo caso sul logfile che comunica che le congestioni sono irrisolte per mancanza di disponibilità. Per queste evenienze è stata impostata la possibilità di partecipazione alla regolazione anche da parte dei carichi. Infatti nel caso in cui il token non rilevi alcuna disponibilità il vettore delle potenze attive disponibili viene sostituito con quelle relative ai carichi: questi vengono suddivisi allo stesso modo dei generatori e come questi ne viene regolata la potenza attiva. Ai carichi è stato attribuito un costo sempre uguale e costante in quanto si considera questa come una eventualità e non come una situazione a cui sia necessario ricorrere frequentemente. Nel caso in cui fosse richiesta la GC ai generatori per i carichi si tratterà di richiedere ed assorbire più potenza attiva.

Tuttavia può anche accadere che le risorse attive disponibili per la risoluzione delle contingenze non siano sufficienti e in questo caso si avrà una permanenza della problematica.

A questo proposito è anche possibile impostare il livello di disponibilità delle diverse risorse attive sulla rete.

In particolare per i generatori sono disponibili le curve di capability che rappresentano dunque i limiti tecnici. Rispetto a queste curve si può determinare quale sarà la disponibilità di partecipazione come una curva che può essere parallela o può anche coincidere con quella di capability.



2.4 Curva di capability e disponibilità

2.2.4 Regolazione di tensione

Un altro tipo di intervento della gestione è quello di regolare il livello della tensione ai nodi in modo che rientri all'interno dei vincoli imposti (solitamente tra 1,05 e 0,95 p.u.).

La regolazione avviene, come nel caso della regolazione di corrente, tramite una suddivisione della rete in aree composte da più nodi con elementi che abbiano simili condizioni operative ai quali verrà dunque richiesto di intervenire con variazioni di potenza reattiva.

Per suddividere la rete in aree si utilizza il concetto della distanza elettrica con la quale si indica la mutua sensibilità tra i nodi a fronte di variazioni della potenza reattiva.

A questo scopo si può determinare la matrice di sensitività $\frac{\partial V}{\partial Q}$ che esprime la variazione di tensione ai nodi rispetto alla variazione di potenza in modo da estrapolare le relazioni tra le variazioni di tensione dei nodi della rete.

$$\Delta V_i = \alpha_{ij} \Delta V_j = \left[\frac{\partial V_i}{\partial Q_j} / \frac{\partial V_j}{\partial Q_j} \right] \cdot \Delta V_j$$

E la distanza elettrica si può scrivere come:

$$ed_{ij} = -ed_{ji} = -\log(\alpha_{ij} \cdot \alpha_{ji})$$

Quindi tramite la matrice $n \times n$ delle distanze elettriche (con n numero di nodi della rete), sarà possibile raggruppare i nodi in base alla loro reciproca influenza rispetto a variazioni di potenza attiva in aree.

La matrice contenente i valori di distanze elettriche viene normalizzata rispetto al massimo valore, si ottiene dunque una matrice di 1 e 0 (tutti 0 sulla diagonale) con la quale si possono individuare le aree contenenti i nodi che abbiano distanze elettriche mutue entro un valore limite definito dal raggio elettrico che potrà assumere valori compresi tra 0 e 1.

In seguito si utilizza un altro vincolo per determinare, tra i nodi appartenenti a un'area di regolazione, quelli che hanno un valore di tensione simile. La selezione dei nodi che compongono un'area di regolazione è dunque dinamica, ovvero possono cambiare in funzione sia dell'aspetto topologico della rete sia per le condizioni operative.

Per valutare la potenza reattiva necessaria a risolvere una eventuale contingenza si può procedere tramite la conoscenza dei componenti della matrice di sensitività $\frac{\partial V}{\partial Q}$, imponendo sul nodo i -esimo la variazione di potenza reattiva ΔQ_i che si dovrebbe iniettare allo stesso nodo perché il livello di tensione sia entro i limiti.

$$\begin{bmatrix} \Delta V_j \end{bmatrix} \cong \begin{bmatrix} \frac{\partial V_j}{\partial Q_i} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ \Delta Q_i \\ 0 \end{bmatrix}$$

da questo si può ricavare dunque la variazione di tensione sui restanti nodi.

Dunque, una volta valutato il requisito di potenza reattiva, il controllore invierà agli utenti attivi presenti nella relativa area un token di tensione per invitarli alla partecipazione alla regolazione.

In seguito ci sarà dunque la variazione della potenza reattiva erogata dagli utenti coinvolti in base ai vincoli tecnici ed economici.

Questa procedura continua finchè non saranno raggiunti gli obiettivi di tensione impostati, o finchè le risorse attive presenti avranno disponibilità residua alla regolazione. In seguito alla variazione avvenuta viene effettuato infatti il controllo del raggiungimento degli obiettivi di tensione o del raggiungimento del limite della disponibilità dei generatori. Se gli obiettivi non sono stati ancora raggiunti la richiesta viene inviata agli utenti successivi in ordine di influenza.

Tra le impostazioni da inserire per definire le condizioni di funzionamento del regolatore si hanno dunque:

- Raggio elettrico: come spiegato precedentemente grazie al raggio elettrico si imposta il vincolo topologico per la definizione delle aree di regolazione. Può assumere valori da 0 a 1.
- Soglia di tensione: il valore di riferimento per il confronto di tensione all'interno di un'area.
- Variazione di potenza: indica la frazione di potenza totale richiesta attraverso un token per un'area.
- Limite di carico in linea: si imposta il limite di carico da considerare per controllare le congestioni.
- Passo temporale: indica la suddivisione dell'intervallo di tempo della simulazione.

CAPITOLO 3

Caso studio

La possibilità di ricevere e rispondere ai segnali di prezzo, oppure ai segnali di sistema inviati dal controllore, consente dunque anche agli utenti finali, di offrire servizi di dispacciamento. Questo aumenta la flessibilità nella gestione della rete consentendo una integrazione più efficace delle fonti rinnovabili la cui introduzione nel sistema elettrico aumenta l'intermittenza e l'imprevedibilità dei flussi di energia elettrica sulla rete.

Questa funzione rende necessarie altre considerazioni di tipo economico, per valutare l'opportunità di incentivare la partecipazione dei piccoli consumatori ai mercati per i servizi di dispacciamento.

Il system operator deve poter contare con certezza sulla fornitura di questi servizi che devono essere erogati in maniera tempestiva, infatti anche la più piccola differenza tra quanto richiesto e il servizio offerto potrebbe mettere a rischio la sicurezza dell'intero sistema.

Rispondere in tempo reale ai segnali di prezzo, richiede degli elevati costi di transazione per i consumatori, per questo si sta investendo molto nello sviluppo di nuove tecnologie.

3.1 Rete industriale cluster ATLANTIDE

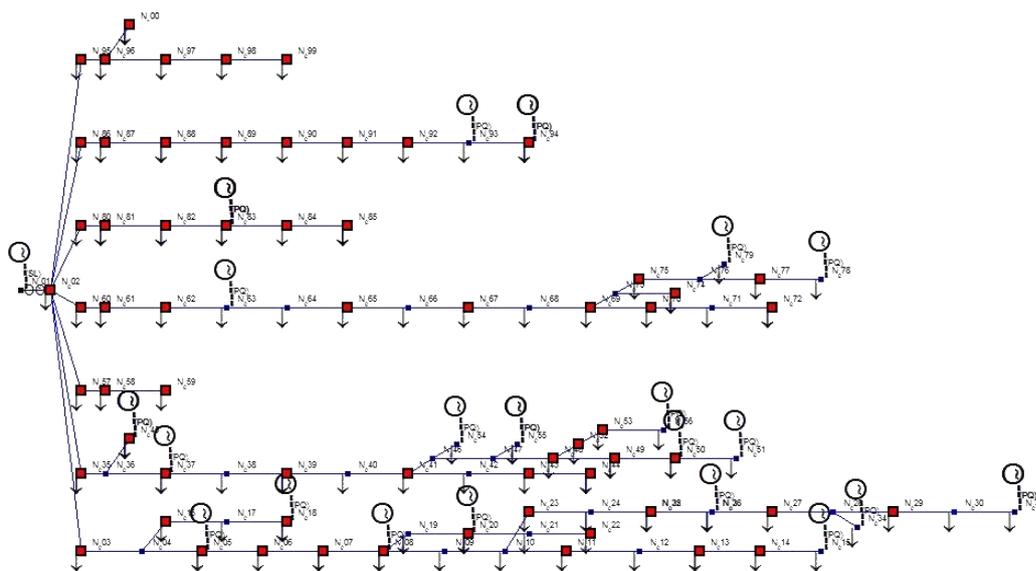
La rete analizzata è una rete di tipo industriale, composta da una cabina primaria con trasformatore AT/MT da 25 MVA con rapporto di trasformazione 127/16,2 kV che alimenta insieme ai generatori presenti (di tipo CHP, eolici e fotovoltaici) 99 nodi MT divisi in sette feeder.

Le reti industriali includono diversi tipi di carico solitamente connessi direttamente al livello di media tensione e una parte di carichi residenziali in bassa tensione.

Bisogna considerare che in questo genere di reti sono numerose le installazioni in media tensione con alti livelli di potenza prodotta.

I sette feeder della rete hanno diverse caratteristiche e diverse tipologie, in quanto lo stesso sistema contiene dei contesti differenti.

Rispetto alle reti di tipo rurale e residenziale, i livelli di potenza installati sono molto più alti, questa ha un'estensione totale inferiore e numerosi utenti collegati alla media tensione.

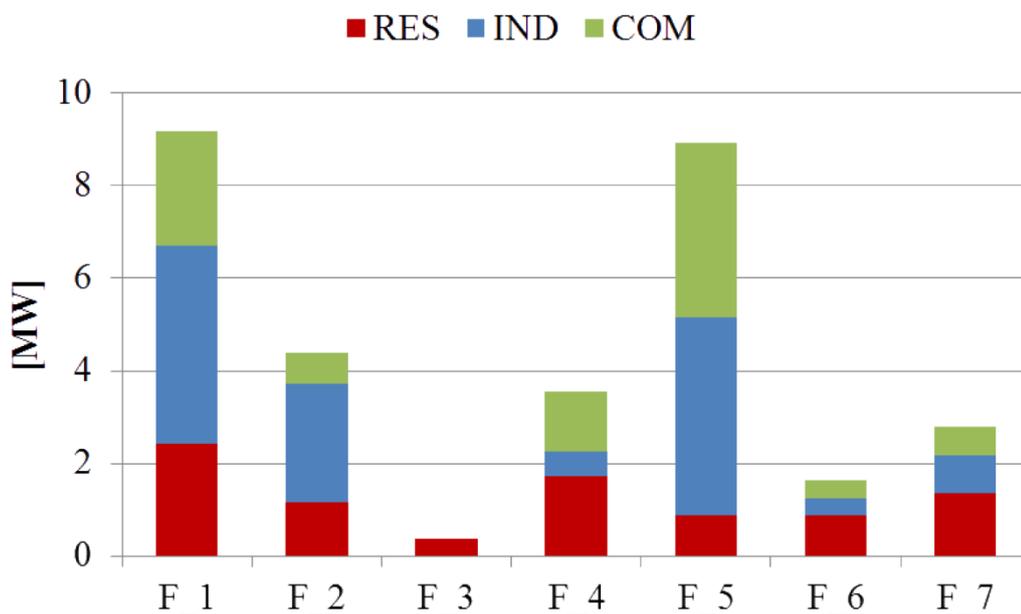


3.1 Struttura clusterizzata della rete

Il fatto che la rete abbia questa struttura, consente l'estrazione di sottoporzioni che possano essere studiate singolarmente per studi specifici e simulazioni.

Infatti la rete in esame in questo contesto rappresenta una rete industriale clusterizzata, ovvero una rete di riferimento equivalente più contenuta con lo stesso comportamento elettrico di quella di partenza. Questo procedimento consente uno studio più agevole della rete stessa nel caso in cui non sia richiesta un'elevatissima precisione nei dettagli.

I sette feeder hanno topologia diversa e diverse condizioni di carico e di generazione. I carichi sono caratterizzati dalla potenza installata e dalla tipologia (residenziale, industriale o commerciale) e sono distribuiti lungo la rete in modo irregolare.



3.2 Tipi di carico sui feeder

I generatori di tipo fotovoltaico sono diffusi su tutta la rete. Per le reti industriali è previsto una crescita significativa di generazione distribuita, perlopiù con impianti fotovoltaici e generatori CHP con taglie medio/grandi.

Per riassumere le caratteristiche della rete sono:

- alta percentuale di utenti collegati in media tensione con alta densità di potenza installata.
- feeder con lunghezze radiale intermedia.
- perlopiù linee in cavo con rapporto R/X basso.

Dunque ci si può aspettare che l'evoluzione della rete per quanto riguarda i carichi e la generazione porterà a particolari criticità, quali la tendenza delle reti diventare particolarmente attive con inversioni dei flussi di potenza, profili di tensione irregolari lungo i feeder, rischio di creazione di isole indesiderate, congestioni delle linee, insufficienza dei sistemi di protezione.

Dalla conoscenza dei trend di carico e generazione e il loro sviluppo, è stato possibile determinare diversi scenari di evoluzione della rete. In questo caso è stato considerato lo scenario ROADMAP che è uno dei più ambiziosi e prevedrebbe un forte investimento di tipo economico al fine di diminuire considerevolmente le emissioni dei gas serra, con la promozione dei sistemi di generazione rinnovabili e una diminuzione dell'uso dei combustibili fossili.

Lo scenario ROADMAP dunque prevede una forte crescita della generazione ma anche dei carichi (in quanto si prevede l'utilizzo dell'energia elettrica per sempre più numerosi impieghi) con alta integrazione dei veicoli elettrici.

Le risorse rinnovabili per le quali si prevede sviluppo nelle aree urbane saranno molto probabilmente l'eolico, il fotovoltaico, l'energia solare termica, e il CHP (combined heat and power).

Nello scenario ROADMAP è prevista una forte crescita della generazione da fotovoltaico, con una crescita potenziale massima di 12.2 TWh nel 2030, mentre si prospetta una diffusione della tecnologia di tipo CHP a partire proprio dal 2014 con un potenziale massimo di generazione nel 2030 con 22.1 TWh.

Dal 2020 è previsto però che il trend di crescita fotovoltaica si riduca sensibilmente a causa delle politiche nazionali pianificate relativamente agli incentivi.

La crescita di generazione prevede un aumento di fotovoltaico di 14.7% e del microCHP di 7.5%.

Nello scenario ROADMAP inoltre è prevista una forte crescita a partire dal 2015 della domanda relativa al trasporto con veicoli elettrici (EV), che arriverà al valore di 17 TWh per il 2030 con il conseguente aumento della domanda globale di elettricità.

L'aumento di carico previsto è di 1.5% il residenziale, 2.6% il terziario e 5.5% per il settore del trasporto.

Per quanto riguarda i sistemi di accumulo, si prevede una crescita esponenziale.

Ai fini di studiare il funzionamento dei due tool dunque è stato scelto di provare a ottimizzare la gestione di questa rete di tipo industriale con lo scenario di previsione di crescita ROADMAP che dunque prevede un forte evoluzione della rete stessa.

Inoltre effettuare lo studio proiettato in anni futuri consentirà di analizzare la gestione di situazioni varie e complesse in modo da mettere alla prova gli strumenti in esame sotto diversi aspetti.

3.1.1 Quanto costa il GC

In funzione di queste considerazioni è stato quindi necessario fare una stima di quanto costa il GC sia al generatore che al gestore che ha l'incombenza di renderlo possibile e di remunerare il generatore distribuito.

Il costo del Generation Curtailment per un generatore dipende dalla capacità che ha di aumentare e diminuire la generazione mantenendo comunque il suo output di energia previsto.

Il costo del GC dipenderà da diversi fattori. Per prima cosa se la generazione è "distribuibile". Ad esempio per l'eolico il costo marginale di generazione (GMC) equivale al costo marginale del sistema (€/MWh), i.e. il prezzo di mercato in quel momento. Un sistema di generazione come le biomasse invece può gestire le proprie risorse in modo da consentire una parte della riduzione senza alcun costo. Il limite dipenderà dalla disponibilità dell'impianto.

La quantità di GC che un generatore distribuito può fornire può essere calcolata sulla base del fattore di carico (ovvero se il generatore sta sfruttando o meno tutta la potenza per cui è dimensionato) e la disponibilità dell'impianto. Per determinare quindi la disponibilità di GC sarebbero necessarie delle simulazioni di rete. Oppure poiché l'andamento dei carichi e delle congestioni sono dei valori pressoché stabili si possono fare delle previsioni. Infatti anche il costo di generazione marginale viene calcolato sulla base di dati storici.

Dunque il costo marginale di GC per il generatore si può calcolare come

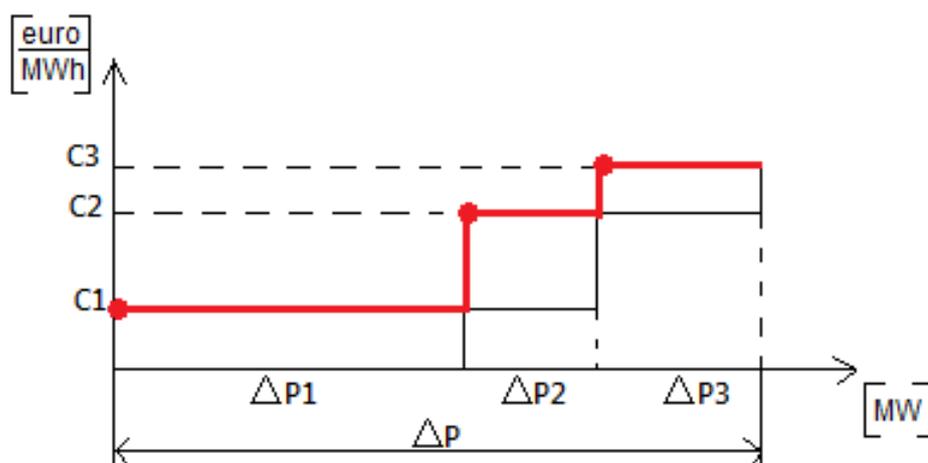
$$GMCI = MP + CC$$

MP = Prezzo di mercato pagato al generatore

CC = Cycle Cost, tiene conto dello stress causato sugli impianti e dei possibili danni generati dalla variazione di richiesta dell'output. Questo valore cambia in funzione della tipologia dell'impianto.

In una situazione reale di mercato il prezzo corrisposto ai generatori varia durante il giorno, quindi il costo pagato per questa energia può essere dipendente dal momento. A questo proposito sarebbe utile che gli stessi generatori distribuiti avessero delle informazioni sull'aspettativa del GC in modo che questa voce possa essere inserita nelle analisi di rischio o di fattibilità economica di progetto.

Dunque il token, ovvero il messaggio che attraversa l'area, trasporta come informazioni quelle relative alla potenza attiva necessaria alla regolazione e il valore dell'offerta che si è disposti a corrispondere ai generatori.



3.3 meccanismo costo-regolazione

L'offerta (linea in rosso) parte assumendo il valore più basso tra i costi dei generatori presenti nell'area (C1) e sfrutta tutta la potenza attiva che può ottenere da questi fino ai limiti di disponibilità impostati ($\Delta P1$). Nel caso in cui questa potenza attiva non si fosse rivelata sufficiente per la regolazione di corrente il valore dell'offerta salirà al successivo valore di costo dei generatori (C2) e il token richiederà la il taglio o l'extra-dispatching fino a disponibilità delle risorse attive con quel valore di costo e così via fino al raggiungimento degli obiettivi.

3.1.2 Profili di costo

Per far partecipare i generatori distribuiti nelle operazioni di rete è stato assunto che la potenza di interfaccia dei convertitori fosse sovradimensionata, con un costo extra a carico del proprietario del DG. In questo caso infatti si considera che gli stessi proprietari vengano pagati con delle tariffe appropriate per il loro supporto alla regolazione. In questo modo la spesa sostenuta verrà recuperata in un tempo ragionevole.

Uno degli interventi che sarà più richiesto sarà proprio il taglio della generazione nel caso in cui le tensioni siano al di sopra dei limiti tecnici. Come si vedrà in seguito, la riduzione della potenza messa in gioco dai generatori consentirà inoltre una minimizzazione delle perdite d'energia. Tuttavia nel caso in cui la riduzione delle perdite venga inserita come parametro per la regolazione quello che si prevede possa cambiare è non tanto la quantità di energia tagliata, ma il numero e la localizzazione dei generatori a cui è richiesta la partecipazione. Infatti per minimizzare le perdite l'intervento migliore sarà quello che prevede la partecipazione di meno generatori possibili e che siano fisicamente più vicini alla congestione, in modo da interessare minor numero di linee possibili e in tratti con minori resistenze.

Per quanto riguarda i profili di costo da associare ai sistemi di generazione è stato necessario fare una breve analisi sulla tecnologia utilizzata per vedere quali fossero quelle più economicamente predisposte al taglio.

Come si è visto per determinare il prezzo da corrispondere per il GC si dovrebbe fare riferimento al costo marginale del sistema (€/MWh) che è composto dal valore del prezzo di mercato in quel momento e dai costi relativi al ciclo che tiene conto dello stress causato sugli impianti e dei possibili danni generati dalla variazione di richiesta dell'output e cambia per il tipo di impianto. Tuttavia per un'analisi di medio periodo non è facile predire i valori di mercato, trattandosi di partecipazione alla regolazione dei servizi di rete si è pensato di fare riferimento ai costi medi di produzione dell'energia elettrica. Anche questi dipendono dalla tecnologia, dalla taglia e dalla tipologia di investimento. Tuttavia facendo riferimento al rapporto relativo al calcolo dei costi di produzione commissionato dall'AEEG risulta che il costo totale (€/MWh) relativo alla produzione con eolico, anche tenuto conto delle diverse taglie e delle diverse tipologie degli impianti e di investimento, è sempre più basso delle altre fonti.

Perché la trattazione sia più precisa possibile si dovrebbe differenziare il costo di praticamente tutti i singoli generatori, perché ognuno è un caso diverso. Per il tipo di studio da fare si è pensato che questa prima distinzione per fonte potesse essere utile.

Inoltre, poiché la risorsa eolica è così recente nei sistemi elettrici ed è considerata difficile da prevedere, in diversi mercati viene infatti considerata come un price taker, ovvero deve fornire la sua energia senza poter influire sul prezzo del servizio prodotto, in quanto la sua partecipazione non è facilmente inscrivibile nelle attuali condizioni di mercato.

La generazione eolica si sta evolvendo così velocemente (più velocemente di quanto stiano facendo le infrastrutture di trasmissione), da creare problemi relativi all'insorgenza di congestioni e questo può far sì che la potenza iniettata possa risultare interamente o in parte senza valore nell'ottica di mercato.

Questo porta infatti a costi locali negativi e che i produttori si trovino a pagare per l'energia prodotta anziché riceverne compenso.

Come è noto la risorsa eolica è estremamente variabile, la velocità del vento è in continua variazione e causa variazioni nell'output di potenza. Inoltre la mancanza di predicibilità della risorsa causa mancanza di accuratezza nel definire il potenziale output e questo può causare squilibri nel bilancio generazione-carico che dovrebbe essere mantenuto.

A causa di una combinazione di questi aspetti, in alcuni sistemi questa risorsa viene trattata in modo più simile ad un carico fisso in quanto non ha elasticità di costo e deve accettare il prezzo di mercato.

In secondo luogo l'integrazione di questa risorsa deve tenere conto della struttura di trasmissione. Solitamente gli impianti eolici si trovano in zone molto ventose e quindi non in prossimità dei centri di carico o delle infrastrutture esistenti per la trasmissione. Infatti i generatori eolici operano a piena potenza molto raramente, tuttavia può avvenire che talvolta possano produrre a valori vicini alla propria capacità, e in quei casi, in funzione di quali altre risorse stiano operando in quel momento, può capitare che le linee diventino sovraccariche. Questo significa che si ha necessità di tagliare della potenza.

Questi valori negativi sono spesso più frequenti nei mercati in tempo reale, infatti in questi casi può accadere che si presentino più situazioni non previste e che non vi sia un orizzonte temporale sufficiente per effettuare interventi di tipo economico.

Il mercato in tempo reale considera infatti solamente le unità che sono state già programmate e questo solitamente è più un problema per i generatori eolici che per le altre tipologie a causa della natura incerta e variabile del vento come risorsa.

Nelle simulazioni effettuate si assume che il controllore paghi i proprietari dei generatori distribuiti e gli utenti che partecipano ai programmi di gestione attiva (Active Demand) per il supporto alle operazioni di rete.

I costi della gestione attiva sono stati assunti come strettamente collegati al costo orario dell'energia (in €/MWh), suddiviso in tre fasce durante la giornata.

Ai fini di ricorrere al taglio della generazione solo nei casi in cui è indispensabile, il prezzo per variare la produzione di potenza attiva prevista è stato assunto sempre superiore al prezzo dell'energia nello stesso orario. Invece per favorire il supporto Volt/Var, la potenza reattiva dalla DG è pagata metà del prezzo dell'energia alla stessa ora.

Inoltre i generatori distribuiti daranno un supporto totale al controllore (i generatori offrono il 100% della loro produzione di potenza attiva disponibile al taglio e la massima potenza reattiva che gli inverter possono scambiare durante il giorno).

Per quanto riguarda invece i profili di costo relativi ai generatori di tipo CHP, bisogna tenere conto che il DMS per stimare la reale domanda di energia deve considerare non solo la domanda elettrica ma anche quella termica. Infatti nel caso in cui venga tagliata la potenza prodotta dai generatori CHP, i proprietari dovranno produrre energia termica extra ricorrendo a caldaie ausiliare alimentate da carburanti convenzionali. Questo ovviamente causa un aumento delle emissioni di CO₂. Per

questo motivo questa risorsa ha un profilo di costo associato alla regolazione della potenza superiore rispetto alle altre risorse considerate.

Per studiare la gestione attiva di una particolare rete di distribuzione industriale sono state eseguite diverse simulazioni con diverse ipotesi iniziali e differenti profili di partecipazione alla gestione.

Lo scenario preso in considerazione è il ROADMAP per il quale è prevista una forte crescita di generazione e carico.

3.1.3 Profili AD management

I costi delle singole azioni di active management sono state assunte proporzionali al costo dell'energia (C_LOSS). Questi profili sono rappresentati da un vettore costo che presenta 24 valori che possono essere assunti in funzione dell'ora presa in esame.

Come profili per la partecipazione alla gestione attiva sono stati utilizzati i seguenti.

$$GC_WIND = [42 \dots 72,68 \dots 55,68 \dots 42] \quad (2 * C_LOSS)$$

$$GC_PV = [63 \dots 109,2 \dots 83,52 \dots 63] \quad (3 * C_LOSS)$$

$$GC_CHP = [84 \dots 145,36 \dots 111,36 \dots 84] \quad (4 * C_LOSS)$$

$$AM_LOAD = [94 \dots 155,36 \dots 121,36 \dots 94] \quad (GC_CHP + 10)$$

Con questi profili si intende il costo relativo alle risorse attive distribuite sulla rete (generatori e carichi). I profili si trovano all'interno del file Excel che il tool utilizza. Tuttavia per i due strumenti ADS e DADS hanno un significato lievemente diverso. Nel caso di DADS questi rappresentano esattamente quello che deve essere corrisposto al generatore nel momento in cui venga richiesta più o meno potenza, inoltre con questi si fa riferimento alla regolazione della sola potenza attiva, in quanto si è pensato di non corrispondere un costo alla potenza reattiva la cui regolazione viene dunque vista come un servizio di rete.

La funzione che questi valori hanno fondamentalmente è quella di trovare una differenziazione che possa determinare un ordine nella scelta alla partecipazione alla regolazione in modo che questa possa corrispondere all'ottimo dal punto di vista tecnico ed economico.

Per il ADS questi costi sono da implementare nell'algoritmo di ottimizzazione della gestione

$$\min J = \left\{ \sum_i C_i = C_{losses} + C_{P_GD} + C_{VAr} + C_{AD} + C_{DES} \dots \right\}$$

dove appunto con i termini C_{P_GD} , C_{VAR} , C_{AD} , C_{DES} , si tiene conto insieme delle diverse possibilità di gestione rispettivamente di potenza attiva da generazione, potenza reattiva, potenza da carichi e dei sistemi di accumulo.

Come è facile intuire i profili relativi al taglio di potenza (Generation Curtailment) sono differenti per le diverse tipologie di generazione e sono relativi rispettivamente ai generatori eolici, fotovoltaici e di tipo CHP. Infine il profilo AM_LOAD è relativo alla partecipazione dei carichi alla gestione attiva, sia al taglio che all'extra-dispatching, in quanto i carichi hanno disponibile un unico profilo per le due funzioni.

I profili inoltre hanno un andamento non costante nell'arco della giornata in quanto si è ipotizzato che il costo da corrispondere al generatore sia maggiore nelle ore di picco (le ore centrali della giornata) ovvero quando se ne ha maggiore necessità.

3.1.4 Dispatching

Per quanto riguarda la possibilità di fornire extra-dispatching di potenza, i generatori non sono abilitati alla funzione mentre i carichi possono partecipare anche in questo senso.

Generatori: "NO_AM"

Carichi: "AM_LOAD" o "NO_AM"

Disponibilità: 100%

Per i generatori è stata prevista disponibilità solo nel caso in cui sia richiesto taglio di potenza, mentre i carichi sono stati utilizzati nelle due condizioni di disponibilità alla gestione attiva (sia taglio che extra-dispatching) con il profilo "AM_LOAD" o di assenza di partecipazione con il profilo "NO_AM".

Come disponibilità è stato impostato il valore di 100% col quale si intende che sia generatori che carichi hanno disponibilità a partecipare con l'intera potenza residua che hanno rispetto al valore che in quel momento producono o assorbono, ovvero quella data dalla differenza tra la taglia e la potenza che effettivamente viene utilizzata in quel momento.

3.2 Function regolazione di corrente

Per il DADS tutte le considerazioni relative ai profili di costo sono utili ai fini della regolazione di corrente, infatti il meccanismo di domanda-offerta con profili di costo viene utilizzato per regolare la richiesta della sola potenza attiva.

In particolare la function per la regolazione di corrente in caso di congestioni ha il seguente schema.

3.2.1 Costruzione matrici

- Dati da matrici input Car e Gen_(contengono le info sulla struttura di carichi e generatori)

Gen.C_BETA_Dis - Costo dei generatore relativo al dispatching di potenza

Gen.C_BETA_GC - Costo dei generatore relativo al taglio di potenza

Gen.fdDis - Disponibilità dei generatore relativa al dispatching di potenza

Gen.fdGC - Disponibilità dei generatore relativo al taglio di potenza

Car.C_GAMMA - Costo dei carichi relativo alla regolazione di potenza

Car.fRL - Disponibilità dei carichi relativa alla regolazione di potenza

- Definizione matrici di costo e disponibilità relative ai generatori:

$$\text{CostoP}_g = [\text{Gen.C_BETA_Dis} + j \text{ Gen.C_BETA_GC}]$$
$$\text{DispP}_g = [\text{Gen.fdDis} + j \text{ Gen.fdGC}]$$

- Definizione matrici di costo e disponibilità relative ai carichi:

$$\text{CostoP}_l = [\text{Car.C_GAMMA} + j \text{ Car.C_GAMMA}]$$
$$\text{DispP}_l = [\text{Car.fRL} + j \text{ Car.fRL}]$$

All'interno delle matrici di costo e disponibilità sono stati salvati i relativi valori letti dai dati in input per carichi e generatori per i due tipi di regolazione (dispatching e GC). Come si può notare per i carichi si ha un unico valore di disponibilità e uno per il costo ma lo schema seguito è il medesimo

- Definizione matrici di potenza relative ai generatori:

$$\begin{aligned} PQ_gen &= [P+jQ \quad S_n \quad \Delta P] \\ PQ_load &= [P+jQ \quad \text{sqrt}(P^2+Q^2) \quad \Delta P] \end{aligned}$$

All'interno delle matrici di potenza vengono salvati in prima colonna i valori relativi alla potenza attuale, in seconda colonna i valori di potenza apparente e in terza colonna la potenza regolante fornita.

Prima di introdurre il ciclo di regolazione di corrente viene introdotta la function che definisce i prezzi offerti dal gestore

- La function `calcola_prezzo` legge in ingresso le matrici di costo, la variazione di potenza richiesta nel caso di congestioni e i prezzi calcolati precedentemente (che sono nulli nel caso in cui sia il primo ciclo).

In uscita fornirà:

$$\begin{aligned} \text{prezzo_p} &= \text{prezzo per aumento di potenza o riduzione di carico} \\ \text{prezzo_n} &= \text{prezzo per diminuzione di potenza o riduzione di carico} \end{aligned}$$

Se il segno della potenza richiesta è negativo significa che sarà necessario un aumento di potenza o riduzione del carico e quindi verranno richiamati i valori di costo relativi alla regolazione con dispatching.

Quindi definiti come segue:

$$\begin{aligned} PP_g &= [\text{Gen.C_BETA_Dis}] - \text{da parte reale della prima colonna di} \\ &\quad \text{CostoP_g} \\ PP_l &= [\text{Car.C_GAMMA}] - \text{da parte reale della prima colonna di} \\ &\quad \text{CostoP_l} \end{aligned}$$

Verrà definito il prezzo come:

$$\text{prezzo_p} = \min(PP_g, PP_l)$$

Allo stesso modo avverrà nel caso in cui la potenza richiesta sia positiva, sarà calcolato il prezzo relativo alla riduzione della generazione o all'aumento di carico.

$$\begin{aligned} PP_g &= [\text{Gen.C_BETA_GC}] - \text{da parte immaginaria della prima colonna di} \\ &\quad \text{CostoP_g} \\ PP_l &= [\text{Car.C_GAMMA}] - \text{da parte immaginaria della prima colonna di} \\ &\quad \text{CostoP_l} \end{aligned}$$

Verrà definito il prezzo come:

$$\text{prezzo}_n = \min(\text{PP}_g, \text{PP}_l)$$

Nel caso in cui non ci sia più disponibilità residua da parte di generatori o carichi, il nuovo prezzo calcolato sarà mantenuto uguale a quello del calcolo precedente.

Questi valori di prezzo saranno poi confrontati con i costi relativi alle risorse attive che sono disponibili in prossimità della congestione.

3.2.1 Ciclo di regolazione

Inizializzazione varP (somma variazioni di potenza totale)

```

while cont<=max_it (massimo numero di interazioni) & congestioni non
risolte
    se cont>0 & nessun intervento nell'ultima iterazione
    - aumento prezzo (positivo o negativo in base a tipo segno richiesta di potenza o
      vuoto se è stato raggiunto costo massimo)
    nn=0
    while nn<(max nodi aree) & obiettivi non raggiunti & (prezzo_p,
prezzo_n non vuoti)
        nn=nn+1; (numero nodi)
        na=0 (numero aree)
        while na<(n. aree) & obiettivi non raggiunti
            na=na+1;
            se (obiettivo_area_na non raggiunto)
                - ricerca nodo da interrogare
                - salva indice di priorità attuale
                - ricerca indici di generatori e carichi corrispondenti al nodo
                  interrogato e creazione delle matrici M_G e M_L che
                  contengono cinque colonne con le informazioni relative al nodo
                  interpellato date dall'unione delle matrici di costo, disponibilità e di
                  potenza.

            M_G =[Gen.C_BETA_Dis + j Gen.C_BETA_GC ...
                  Gen.fdDis + j Gen.fdGC P+jQ S_n ΔP]

            M_L =[Car.C_GAMMA + j Car.C_GAMMA ...
                  Car.fRL + j Car.fRL P+jQ sqrt(P2+Q2) ΔP]

            - Le matrici M_G e M_L vengono filtrate in funzione della
    
```

disponibilità (seconda colonna).

In base al segno della congestione si distinguono due casi di regolazione, il caso in cui sia necessaria una riduzione verso monte e quello in cui è necessario un aumento di potenza verso monte.

- Caso 1. Riduzione flusso verso monte

$Costo_g$ = parte immaginaria della prima colonna di M_G

$Costo_l$ = parte immaginaria della prima colonna di M_L

Se il costo dei generatori interrogati ($Costo_g$) \leq $prezzo_n$ & $\sum P > 0$, dove la potenza P viene presa dalla parte reale della terza colonna di M_G per i generatori per cui vale che $costo_g \leq$ $prezzo_n$ e che hanno disponibilità (ovvero parte immaginaria della seconda colonna di $M_G > 0$), viene definito il seguente vettore:

$disponibili$ = contiene le potenze dei generatori che hanno disponibilità alla regolazione.

In funzione di questo vettore si potrà calcolare il margine di capability disponibile:

$$margine_cap = \sum P + \sum dP$$

Il secondo termine viene ricavato dalla quinta colonna di M_G , questo infatti indica la sommatoria della potenza regolante fornita.

Altrimenti se costo dei carichi interrogati ($Costo_l$) \leq $prezzo_n$ & $\sum P \geq \sum S$, il margine di capability risulterà:

$$margine_cap = \sum S - \sum P - \sum dP$$

Altrimenti sarà $margine_cap = 0$

- Caso -1. Aumento flusso verso monte

$Costo_g$ = parte reale della prima colonna di M_G

$Costo_l$ = parte reale della prima colonna di M_L

Se il costo dei generatori interrogati ($Costo_g$) \leq $prezzo_p$ & $\sum P \leq \sum S$, dove la potenza P viene presa dalla parte reale della terza colonna di M_G per i generatori per cui vale che $costo_g \leq$ $prezzo_n$ e che hanno disponibilità (ovvero parte immaginaria

della seconda colonna di $M_G > 0$), viene analogamente al caso precedente definito il seguente vettore:

`disponibili` = contiene le potenze dei generatori che hanno disponibilità regolazione.

In funzione di questo vettore si potrà calcolare il margine di capability disponibile:

$$\text{margine_cap} = \sum S - \sum P - \sum dP$$

Il termine $\sum dP$ viene ricavato dalla quinta colonna di M_G , questo infatti indica la sommatoria della potenza regolante già fornita.

Altrimenti se costo dei carichi interrogati (`Costo_1`) \leq `prezzo_n` & $\sum P < 0$, il margine di capability risulterà:

$$\text{margine_cap} = \sum P - \sum dP$$

Altrimenti sarà `margine_cap = 0`

- calcola `dP` limite da richiedere: minimo di (`max_dP_ammessa`, `margine_cap`)
- calcola `deltaP` per regolazione (entro `dP` limite)
- aggiornamento `P_nodo`
- aggiornamento obiettivi potenza

end

- aggiorna `varP` (somma totale variazioni)
 - calcolo flussi di potenza aggiungendo le variazioni ottenute
 - azione OLTC secondo la `Vrif` trovata nell'azione coordinata
 - calcolo correnti di ramo
 - verifica superamento congestioni
 - aggiornamento obiettivi
- `cont=cont+1`

end

End

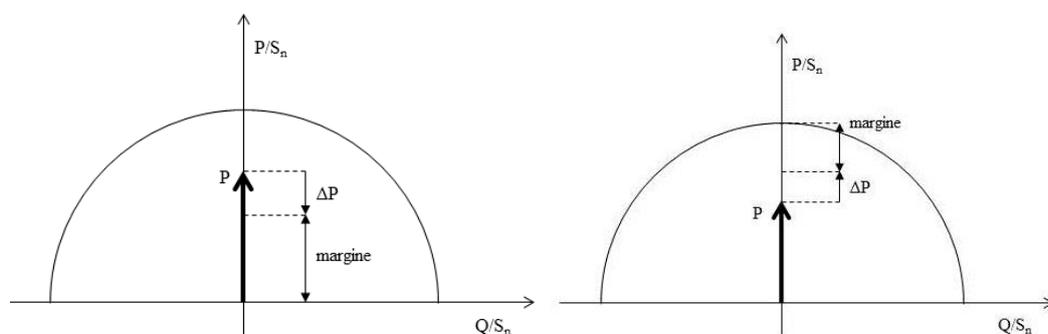
Come si è visto possono presentarsi quattro differenti situazioni nel caso in cui la richiesta di variazione di potenza sia positiva o negativa (dispatching o taglio) e nel caso in cui regolino generatori o carichi.

La potenza a disposizione per la regolazione (ovvero il margine di capability) viene calcolato per ogni ciclo come si è visto precedentemente e i seguenti grafici lo espongono visivamente.

I due grafici rappresentano la curva di capability dei generatori e con P si intende il valore di potenza che i generatori stanno erogando (la trattazione è la stessa nel caso in cui si consideri un solo generatore o la sommatoria dei diversi valori).

Nel caso in cui la variazione richiesta sia negativa e sia quindi previsto un taglio della generazione, il margine sarà, come indicato, la parte di potenza restante.

Nel caso in cui invece venga richiesto extra-dispatching di potenza, la variazione richiesta avrà segno positivo e il margine per l'aumento dovrà essere calcolato dunque sottraendo questo valore alla potenza nominale del generatore.



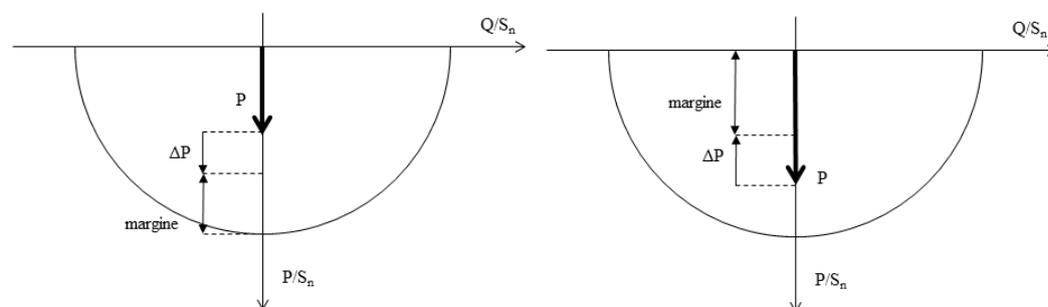
$$\text{margine_cap} = \sum P + \sum dP$$

3.3 Taglio di potenza da generatore

$$\text{margine_cap} = \sum S - \sum P - \sum dP$$

3.3 Aumento di potenza da generatore

Allo stesso modo per i generatori, nel caso in cui la variazione di potenza richiesta sia negativa (che corrisponde ad un aumento dell'assorbimento di potenza da parte del carico) questa andrà sommata al valore di potenza di partenza assorbita del carico, che per le convenzioni adottate è anch'essa negativa.



$$\text{margine_cap} = \sum S - \sum P - \sum dP$$

3.4 Aumento assorbimento di potenza

$$\text{margine_cap} = \sum P - \sum dP$$

3.5 Diminuzione assorbimento di potenza

Per rappresentare la regolazione di carico è stata utilizzata la curva di capability nel semipiano negativo in quanto il programma stesso mantiene la stessa convenzione per la potenza (ovvero positiva se iniettata).

Al contrario per sopperire ad una necessità di ulteriore potenza, il carico verrà chiamato ad assorbire di meno, in modo da ottenere più potenza verso monte.

In questo caso il margine disponibile di capability sarà da calcolarsi sottraendo al valore di potenza assorbita la variazione di potenza già regolata.

CAPITOLO 4

Simulazione con utilizzo del tool ADS

4.1 Risultati delle simulazioni con ADS su rete industriale

4.1.1 ADS 07/07/2020 con regolazione da generatori

Per studiare una giornata di una settimana particolarmente critica dell'anno 2020 è stato fatto il Load Flow dell'intero anno ed è stata isolata una settimana estiva problematica.

Per la simulazione con ADS sono state utilizzate le seguenti ipotesi:

- Intervallo = 1h
- Tacca OLTC fissa a +6

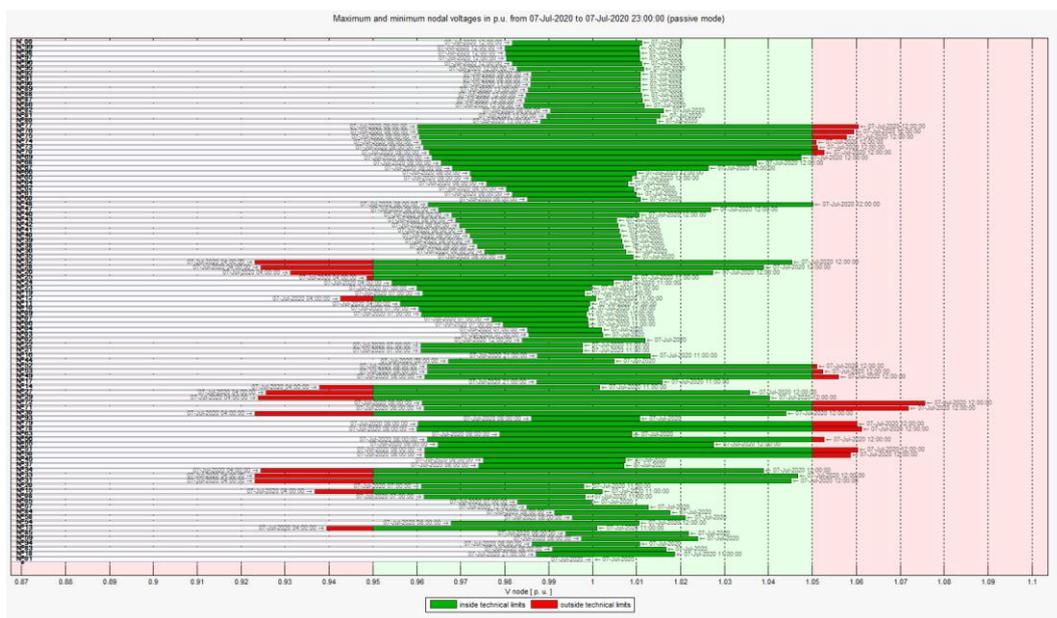
Poiché la regolazione con ADS prevede di tenere fissa la tacca dell'OLTC, per determinare quale fosse una tacca intermedia, è stato fatto un LF della settimana con possibilità di variare la tacca e in funzione dei risultati ottenuti è stato scelto un valore intermedio pari appunto a +6.

Per le caratteristiche del trasformatore variatore sottocarico si rimanda all'appendice A contenente i dati della rete.

Il primo passaggio è stato eseguire il LF della giornata in questione con intervallo 1h con tacca fissa e senza ottimizzazione.

Il risultato è rappresentato in figura 4.1, questa indica i valori di tensione che sono stati assunti in tutto l'arco della simulazione per ogni nodo.

In questo caso dunque non era prevista alcuna regolazione attiva.



4.1 Profili di tensione pre ottimizzazione

Per interpretare il grafico occorre sapere che sulla sinistra sono riportati i numeri dei nodi e sulle ascisse si hanno i valori di tensione in p.u.. Le bande orizzontali indicano i diversi valori che la tensione assume per il relativo nodo e viene messa in evidenza solamente l'ora in cui questa assume il valore massimo e il valore minimo.

Le parti in verde indicano valori di tensione contenuti all'interno dei limiti 0,95 p.u. e 1,05 p.u. Le parti in rosso indicano valori di tensione esterni a questo intervallo e che necessitano quindi di regolazione. I risultati relativi sono visibili sia graficamente e sono anche consultabili sui file Excel. Come primo risultato è evidente che in alcuni nodi in particolari momenti si sono avute sia situazione di sovratensione che sottotensione.

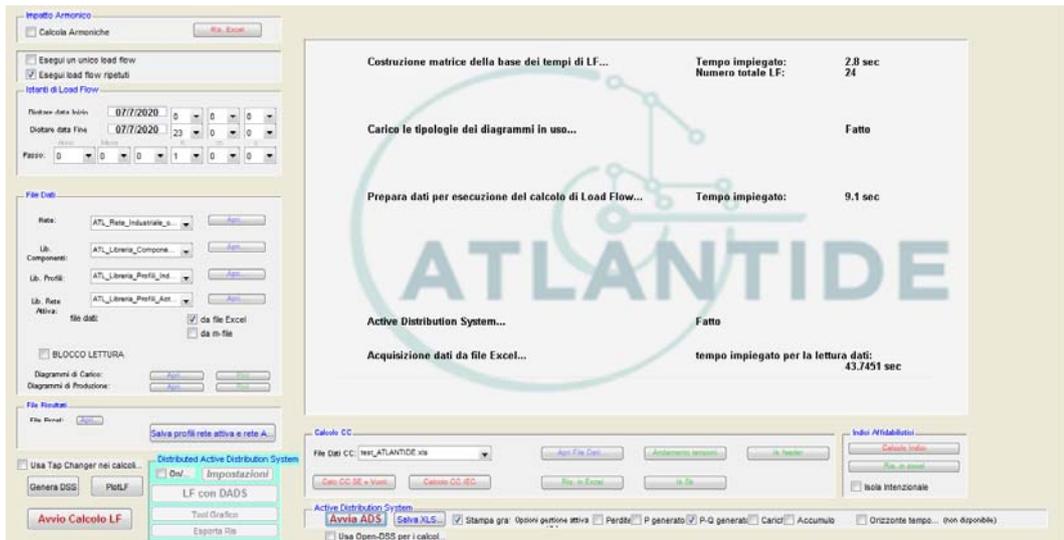
Controllando più attentamente si vede che si ottengono i valori di tensione più bassi martedì 7 Luglio alle ore 4:00 di notte con valore che raggiunge 0,923 p.u. al nodo 33. Si nota come i nodi del feeder più in basso nella figura siano sottoposti frequentemente a valori di tensione piuttosto bassi la notte. In particolare si rilevano situazioni critiche la notte tra i gruppi di nodi 30, 31, 33, 34 poi 26, 37, 28. Date le condizioni di produzione molto modesta si può spiegare questo fenomeno data la mancanza di generazione soprattutto degli impianti fotovoltaici nelle ore notturne.

I valori di tensione più elevati sono comunque abbastanza contenuti e si ottengono nelle ore centrali della giornata in particolare ai nodi 71 e 72. Il valore massimo lo si ottiene alle ore 12:00 nel nodo 72 con un valore di 1,067 p.u.. Ciò fa presupporre che si abbiano condizioni di carico basso rispetto alla generazione. Questo avviene in particolare nelle ore centrali della giornata, probabilmente per la presenza di

generazione rinnovabile che produce maggiormente in quelle ore e per il fatto che in quel feeder i carichi hanno valore contenuto.

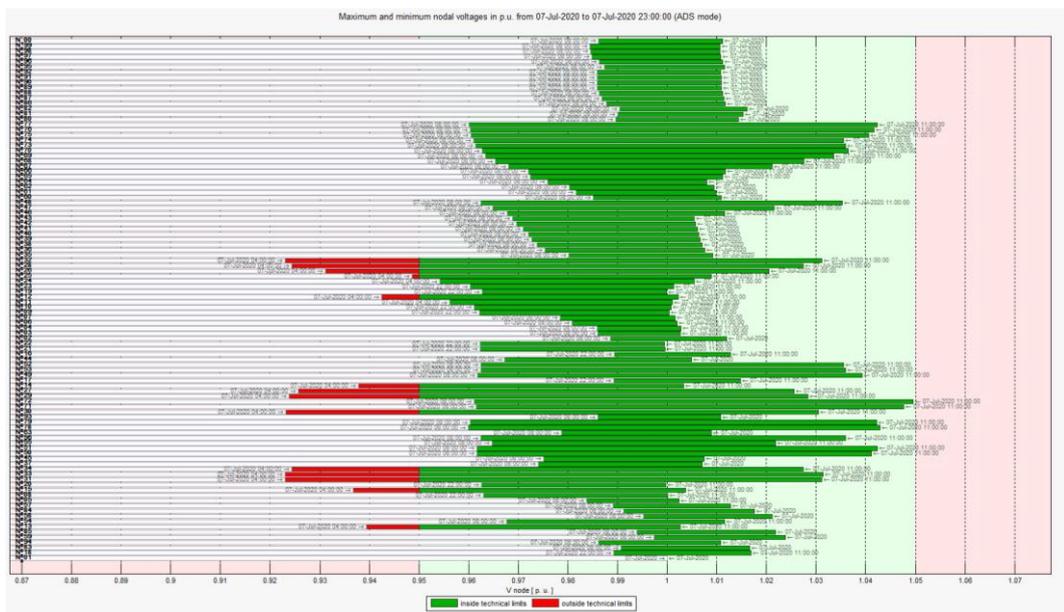
Questi risultati sono già evidenti visivamente dal grafico ottenuto e i file Excel relativi al LF ne danno conferma.

Come prima simulazione è stata fatta la regolazione con sola partecipazione dei generatori alla gestione della rete sia con potenza attiva che reattiva.



4.2 Interfaccia del tool

Infatti è stata spuntata come unica condizione “PQgen”, quindi è avvenuta regolazione dei generatori che hanno utilizzato i profili precedentemente esposti.



4.3 Profili di tensione post ottimizzazione

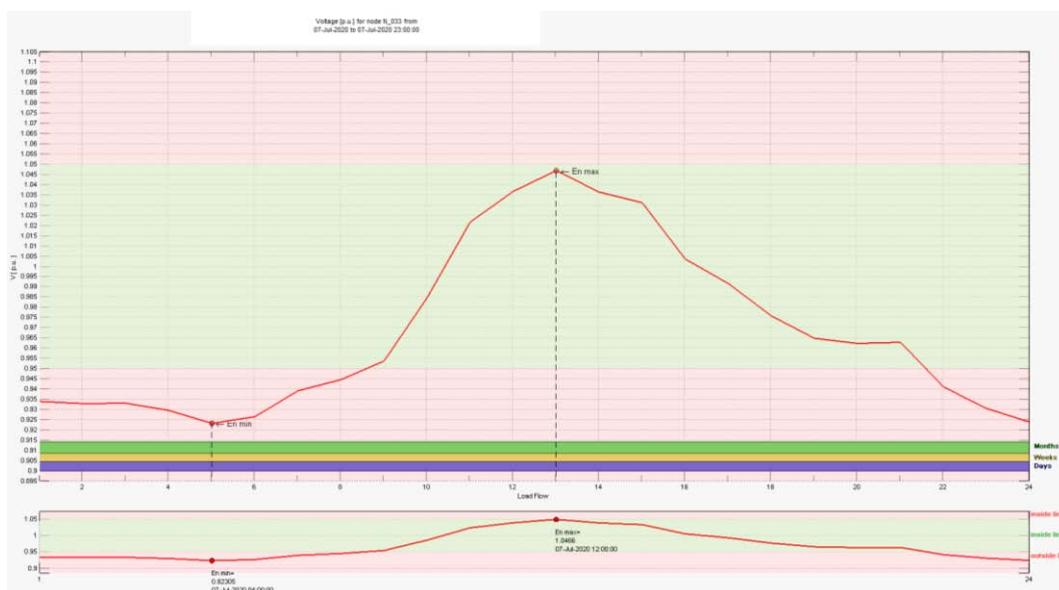
In seguito all'ottimizzazione (con tacca fissa dell'OLTC +6) si è ottenuto l'andamento di tensioni di fig. 4.3.

Come si può vedere le sovratensioni sono state risolte, mentre permangono situazioni con tensioni sotto 0,95 p.u.. Questo si può spiegare con il fatto che, per risolvere situazioni con tensioni elevate, è necessario che i generatori diminuiscano la loro produzione. I carichi invece, nonostante non sia prevista la loro partecipazione, non avrebbero in ogni caso cambiato la situazione (come si vedrà in seguito) in quanto non partecipano comunque alla regolazione di potenza reattiva.

Per risolvere situazioni con sottotensioni invece sarebbe necessario che i generatori producessero più potenza, infatti queste congestioni permangono nelle ore in cui i generatori di fatto non stanno producendo e non possono quindi regolare.

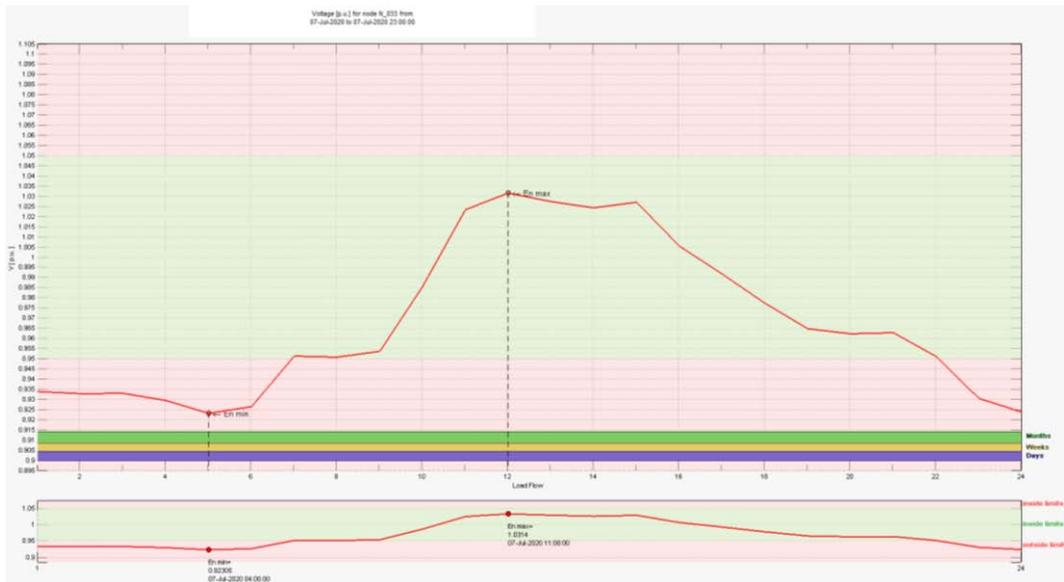
Dunque con la partecipazione dei soli generatori distribuiti l'ottimizzazione non riesce a far rientrare tutti i valori di tensione entro i limiti tecnici. I nodi con tensioni inferiori restano dunque quelli della situazione precedente all'ottimizzazione e il valore minimo resta il medesimo.

È possibile analizzare le condizioni di tensione di uno stesso nodo pre e post ottimizzazione. Si prenda ad esempio il nodo 33 che è quello in cui si aveva il minimo valore di tensione.



4.3 Tensione al nodo 33 pre ottimizzazione

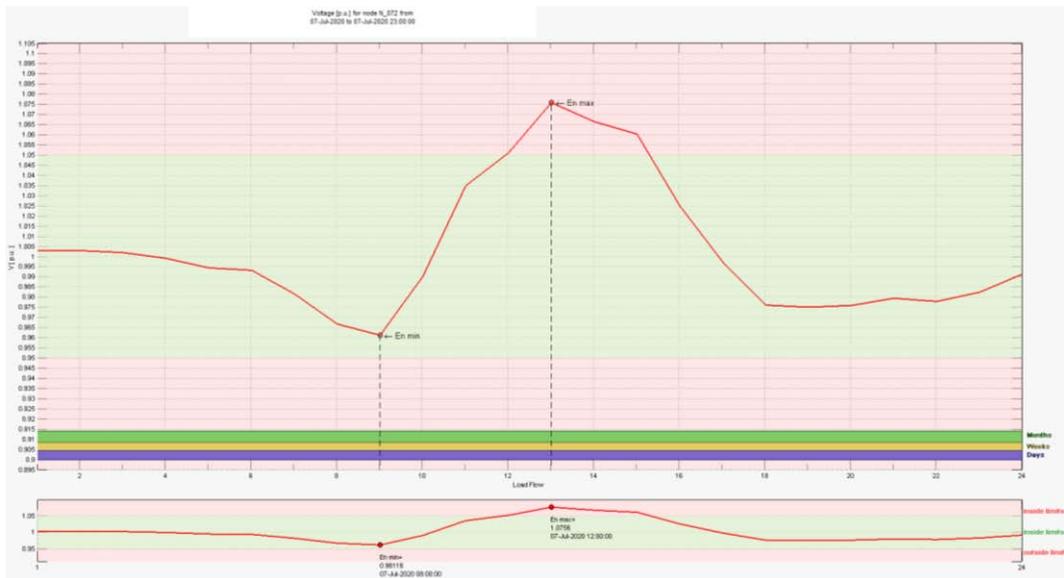
L'andamento post ottimizzazione è invece rappresentato in fig 4.4



4.4 Tensione al nodo 33 post ottimizzazione

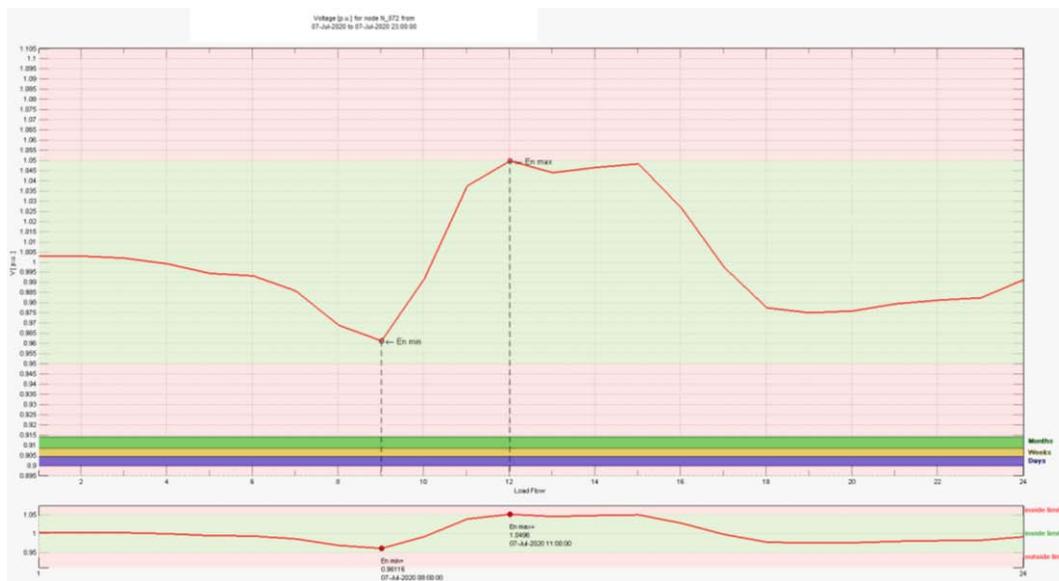
I valori di tensione risultano entro il limite tecnico se si trovano all'interno della fascia colorata in verde, altrimenti assumeranno un valore esterno ai limiti.

Come si può vedere l'andamento della tensione pre e post ottimizzazione ha subito una variazione apprezzabile solo per quanto riguarda il valore massimo, questo è leggermente diminuito nonostante fosse già interno ai limiti, questo sarà probabilmente un effetto collaterale dato da un altro tipo di regolazione. Invece il valore minimo permane lo stesso per insufficienza di risorse che possano regolare.



4.5 Tensione al nodo 72 pre ottimizzazione

Allo stesso modo si può apprezzare la variazione di tensione al nodo 72 che era il nodo con tensione massima alle ore 12:00. Come si vede il valore di tensione post ottimizzazione rientra entro il limite



4.6 Tensione al nodo 72 post ottimizzazione

Si nota tuttavia che dopo l'ottimizzazione si è ottenuto un taglio maggiore di quanto fosse necessario. Si vede ad esempio che quelle che erano le ore più critiche subiscono addirittura un abbassamento maggiore rispetto agli altri punti. Questa apparente eccessiva riduzione visibile in corrispondenza delle ore centrali dei vari giorni simulati può essere spiegato tramite delle assunzioni dovute a criteri puramente operativi legati all'ottimizzatore.

Tra questi si ha che nelle equazioni usate per i vincoli di portata nella programmazione lineare, sono presenti dei coefficienti di riduzione della portata per tenere conto degli effetti della linearizzazione e delle approssimazioni nelle equazioni. Questo aspetto produrrebbe una extra riduzione di potenza attiva per riportare le correnti ai valori corretti (entro le portate).

Un altro motivo può essere dato dal fatto che, anche in assenza di utilizzo delle perdite nell'ottimizzazione, i coefficienti di costo relativi ai flussi delle linee, che in tal caso dovrebbero essere teoricamente nulli, in realtà non lo sono perché per ragioni di corretta convergenza è necessario che nessun peso della F.O. abbia valore nullo. Per questo motivo i pesi "teoricamente nulli" hanno in realtà dei valori maggiori di zero, anche se piccoli.

In queste condizioni, il loading della linea più carica è riportata, in presenza di ADS, a valori più piccoli del 100%, con le altre linee (dipendenti da quella riduzione) che scendono conseguentemente a valori ancora più bassi. Anche questo produce una

ulteriore extra riduzione di P per ridurre le perdite “fittizie” che i costi non nulli fanno vedere alla minimizzazione così impostata, anche se il fattore precedente influisce in maniera più apprezzabile

Inoltre nelle equazioni usate per i vincoli di tensione nella programmazione lineare, sono presenti delle tolleranze rispetto alla sicurezza per tenere conto degli effetti della linearizzazione e delle approssimazioni nelle equazioni. In termini di tensione, la riduzione della P comunque necessaria per eliminare la violazione di portata riduce automaticamente le tensioni con una riduzione accentuata, seppur in minima parte.

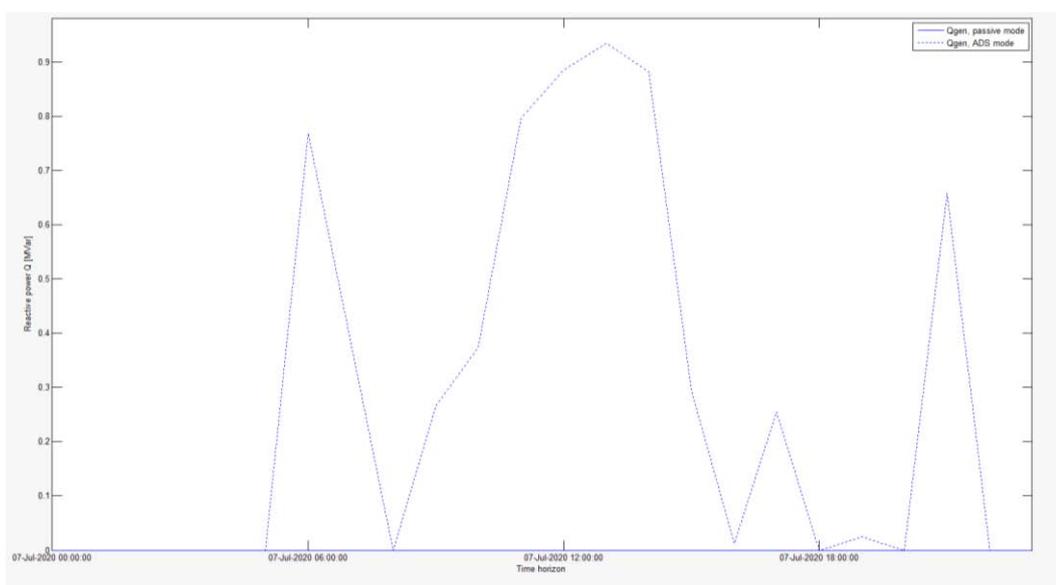
Le tensioni più basse del vincolo sono dovute dunque alla necessaria riduzione di P dei generatori per eliminare le violazioni di portata, molto presenti nell'esempio considerato ed in generale nella rete industriale

Con queste premesse, l'eccesso di taglio è dovuto all'effetto combinato delle tre approssimazioni indicate sopra e, soprattutto, al fatto che i vincoli di portata “comandano” su quelli di tensione.

In pratica la riconfigurazione post ottimizzazione considera altre variabili nella regolazione, quali la variazione di P per la portata e questo ha abbassato la tensione più del necessario.

Infatti l'andamento della tensione (oltre che per la regolazione di reattiva) è anche una conseguenza di altre componenti di ottimizzazione quali magari minimizzazione delle perdite, ovvero della potenza attiva.

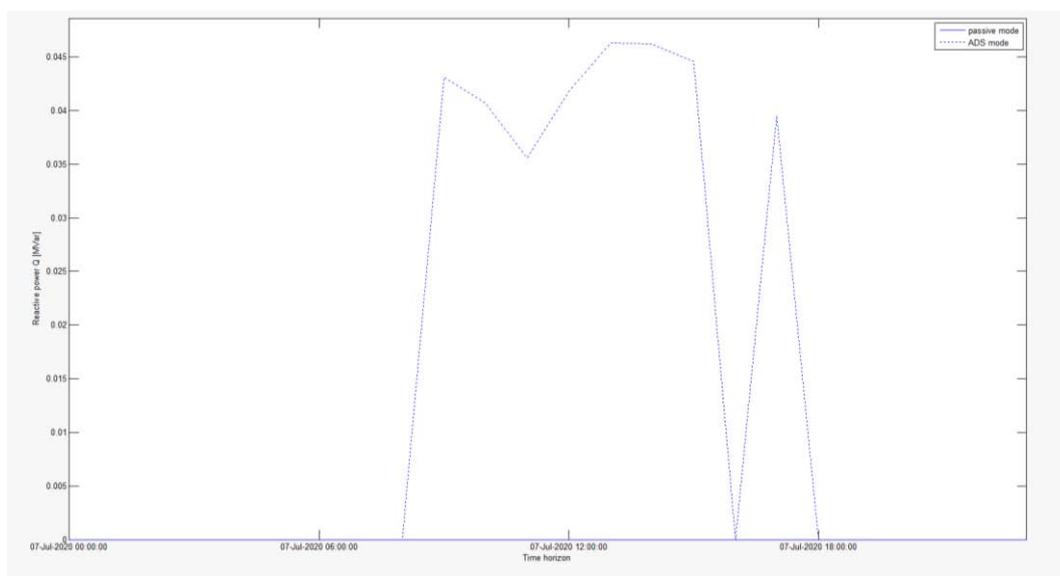
Ancora, per quanto concerne la regolazione di tensione sarà interessante vedere in che misura è stata regolata ovviamente la potenza reattiva.



4.7 Regolazione potenza reattiva

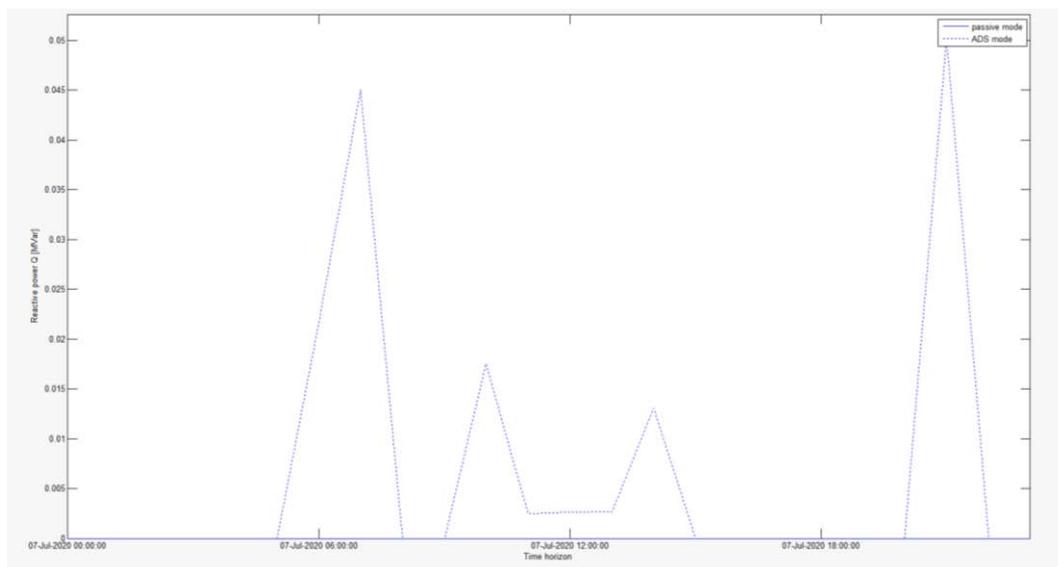
Come si vede la regolazione è stata volta all'aumento nel tentativo di aumentare i valori di tensione troppo bassi.

Per quanto riguarda ad esempio il generatore 18, la potenza reattiva sarà aumentata nelle ore in cui era necessario e nelle ore in cui il generatore stesso ne aveva disponibilità per aumentare il livello di tensione.



4.8 Regolazione potenza reattiva generatore 18

Allo stesso modo per il generatore 33



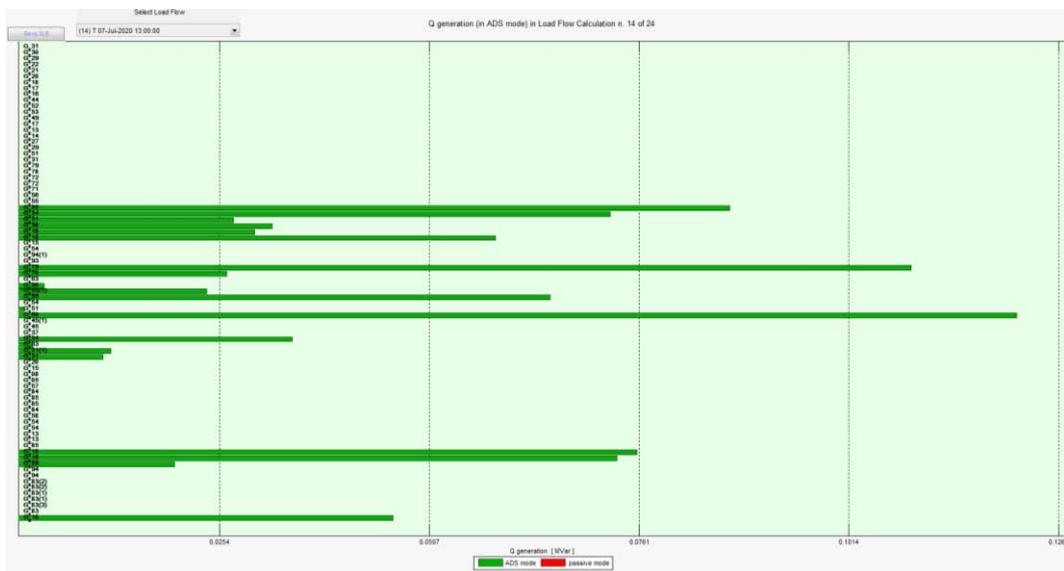
4.9 Regolazione potenza reattiva generatore 33

Ad esempio nelle ore centrali della giornata il generatore 18 partecipa fornendo più di 0,045 MVar. La partecipazione richiesta per la reattiva in totale non è molta, fondamentalmente per il fatto che la regolazione sarebbe davvero necessaria nelle ore

notturne, ma proprio in questi istanti non si ha disponibilità e la congestione permane. In questi casi il file risultati, per indicare la permanenza della problematica, riporta la riga relativa in rosso e non fornisce i valori parziali di partecipazione, infatti tutti i valori riportati risultano nulli. Infatti si ottiene come risultato Excel che la totale potenza reattiva regolata da tutti i generatori in tutte le ore è pari a 6.533 MVar.

Tuttavia questo risultato è indicativo in quanto si deve considerare che in diversi istanti (dalle 00:00 alle 5:00 e dalle 22:00 alle 23:00) l'ottimizzazione non è andata a termine e in quel caso mancano i valori di potenza che sarebbe stata spesa.

Alle ore 13:00 l'aumento di reattiva ha avuto l'andamento di fig 4.10.



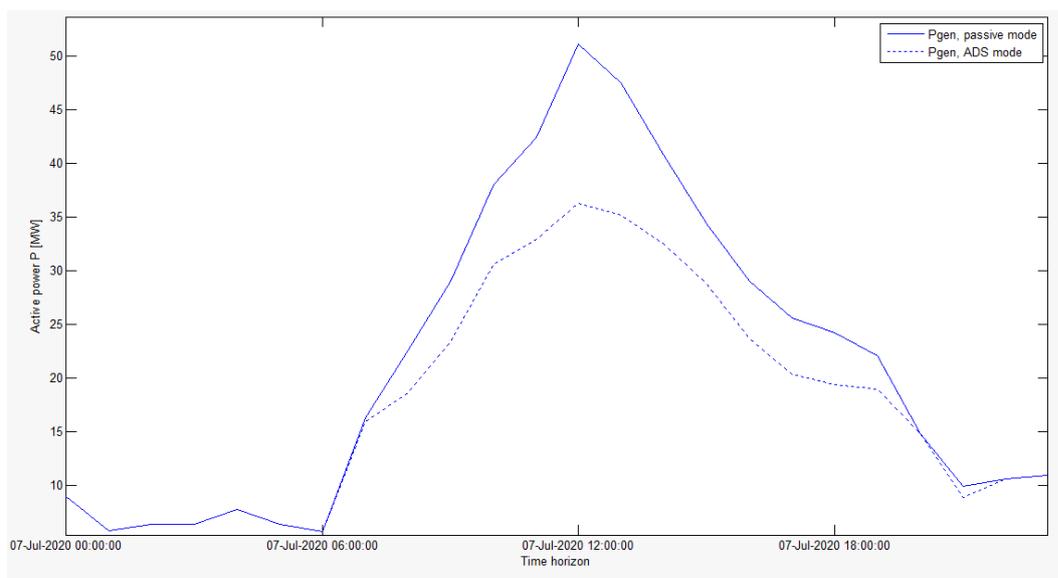
4.10 potenza reattiva alle ore 13:00

Il grafico descrive il livello di potenza reattiva messo in gioco per ogni generatore (segnati sull'asse verticale) nell'ora considerata.

Per quanto riguarda invece la regolazione di potenza attiva per la risoluzione delle congestioni di corrente, si ricorda che i generatori in questo caso erano gli unici abilitati alla regolazione ma solamente per il taglio.

Anche in questo caso le linee sono rimaste congestionate nelle ore serali e notturne per mancanza di disponibilità, i generatori presenti nelle linee con congestione sono spesso di tipo fotovoltaico e per questo motivo generano solo nelle ore centrali della giornata.

Poiché in diversi istanti le linee trasportano correnti troppo elevate, la regolazione sarà volta a tagliare la potenza generata.



4.11 Regolazione di potenza attiva

Questo ha permesso una diminuzione delle congestioni di corrente, ovvero sono state contenute le correnti sulle linee nelle quali si presentavano valori superiori alla portata.

Soprattutto nelle ore notturne tuttavia in alcune zone la regolazione di potenza non è stata sufficiente a risolvere le congestioni. Nel file risultati questi momenti vengono segnati con delle righe in rosso, queste indicano dunque gli istanti in cui la regolazione non è andata a termine e sono contraddistinti da un valore di funzione obiettivo (FO) nullo.

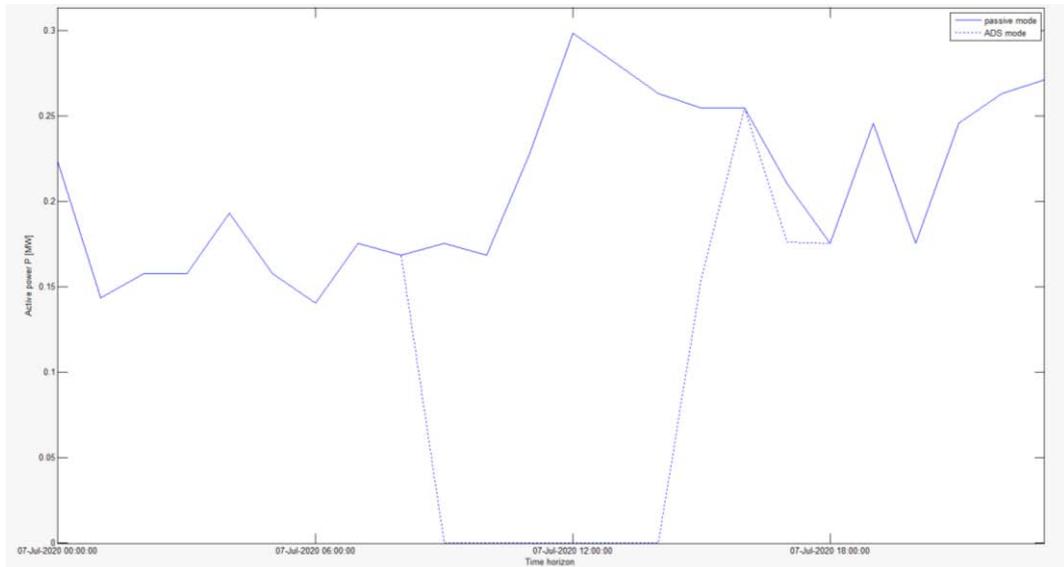
I dati risultanti dalla regolazione della potenza attiva devono comunque essere integrati ai valori di corrente e di perdite ottenuti per giustificarne l'andamento. Le perdite in questo caso sono da considerarsi un "effetto collaterale" della regolazione ottenuta, in quanto non rientrano tra gli obiettivi da ottimizzare.

Infatti, come spiegato anche precedentemente, la minimizzazione della potenza attiva viene messa in atto in primo luogo per far rientrare i valori di portata delle linee, ma in realtà questa regolazione ha poi influenza anche sui valori di tensione e sulle perdite ottenute. Infatti il fatto di ridurre la produzione di potenza attiva farà sicuramente diminuire le congestioni ma anche i flussi di potenza che transitano sulle linee e di conseguenza le perdite.

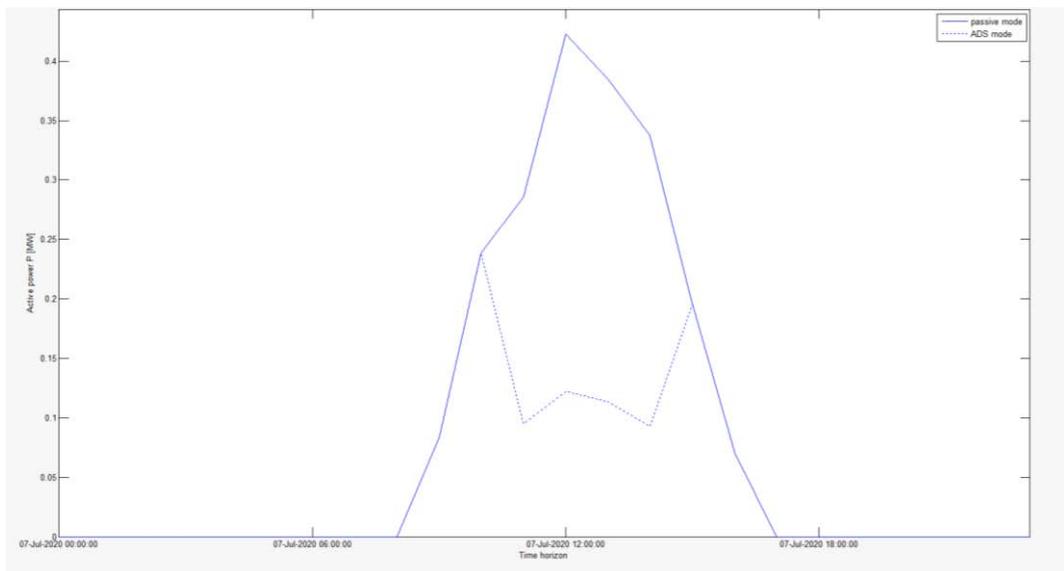
Dal grafico si può semplicemente intuire che a diversi generatori nell'istante considerato è stato richiesto di diminuire la potenza fornita, come ci si poteva aspettare effettivamente.

Come si può vedere questo accade per il generatore 18 e per il 33, la loro potenza attiva viene infatti sensibilmente diminuita nelle ore centrali della giornata. Questo

indica che in questi istanti la produzione è eccessiva rispetto alla necessità dei carichi.

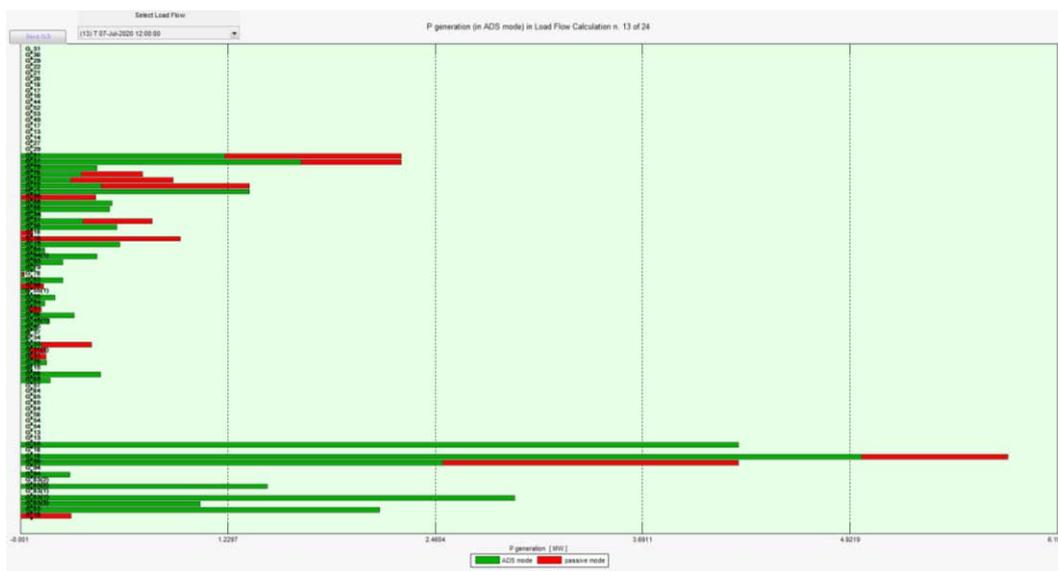


4.12 Regolazione potenza attiva per il generatore 18



4.13 Regolazione potenza attiva per il generatore 33

Gli stessi dati sono consultabili analizzando quale è stato l'andamento per uno specifico istante. La seguente figura ci da conferma del fatto che alle ore 12:00 è stato richiesto un taglio di potenza attiva a più generatori, in particolare quelli ai nodi 18 ai quali è stato chiesto di annullare del tutto la loro produzione.



4.14 Variazione di potenza attiva alle ore 12:00

Con ADS è stata ampiamente sfruttata la potenza attiva disponibile dei generatori eolici collegati al nodo 18, in parecchi istanti infatti la regolazione ha previsto di azzerare il valore di potenza a partire da quella che stavano producendo in quell'istante.

Ad esempio in totale la percentuale di partecipazione di uno dei generatori G_018 è stata del -30,78% a partire da un funzionamento con potenza di 5,03 MW che è diminuito fino a 3,348 MW post ottimizzazione con ADS.

Considerando un caso parziale dello stesso generatore, si prende in considerazione l'istante delle 12:00.

Il generatore avrebbe una potenza attiva prevista pari a 0,298 MW. A seguito dell'ottimizzazione il gestore ha richiesto il taglio di tutta la potenza prodotta arrivando dunque a un valore pari a 0 MW. La variazione percentuale viene così determinata:

$$varP = 100 \cdot \frac{P_{fine} - P_{iniz_G}}{P_n \cdot coeff_{year}}$$

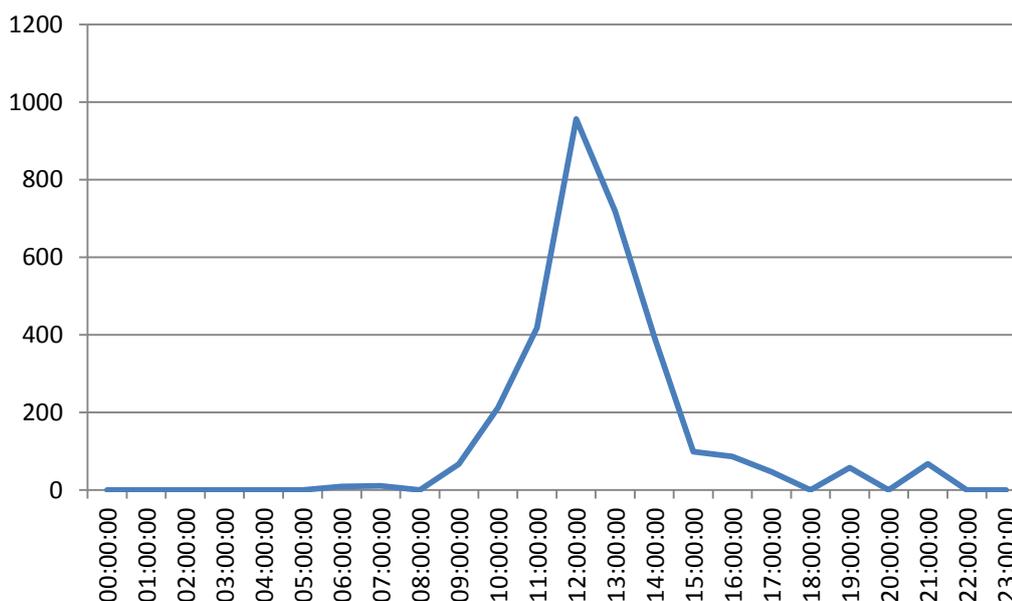
Dove P_{fine} indica la potenza determinata dall'ottimizzatore (che in questo caso è nulla), mentre P_{iniz_G} è la potenza attiva prevista, che nel nostro caso è 0,298 MW. Infine P_n è la potenza nominale del generatore, pari a 0,7 MW, da moltiplicare per il coefficiente di variazione annuale $coeff_{year}$ per il generatore in esame, che abbiamo posto pari a 1.

Dunque la variazione dP sarà pari a -42,6%.

Infine nel file Excel dei risultati ottenuto si potrà riscontrare oltre al resoconto delle condizioni della simulazione e ai risultati, anche i momenti in cui vi è permanenza di una condizione di criticità, le linee nelle quali permangono correnti elevate e i nodi sui quali permangono tensioni al di fuori dell'intervallo consentito.

In base ai risultati dell'ottimizzazione viene infine calcolato il valore della funzione obiettivo che rappresenta dunque il valore del costo minimizzato. Come detto in precedenza, nel caso in cui le risorse attive della rete non si fossero dimostrate sufficienti alla risoluzione delle problematiche, il valore della FO sarà 0. Da questo dato si può determinare quali momenti siano stati più dispendiosi per quanto concerne la gestione attiva. Infatti il valore massimo di questa FO (che rappresenta dunque un costo) lo si ha alle 12:00 per il quale il valore della FO è pari a 1808.63.

Questo risultato appare solo indicativo, l'andamento della FO ci da un'idea di quanto è "costata" la regolazione attiva proprio in termini economici. Questo è l'andamento che assume in tutta la giornata.

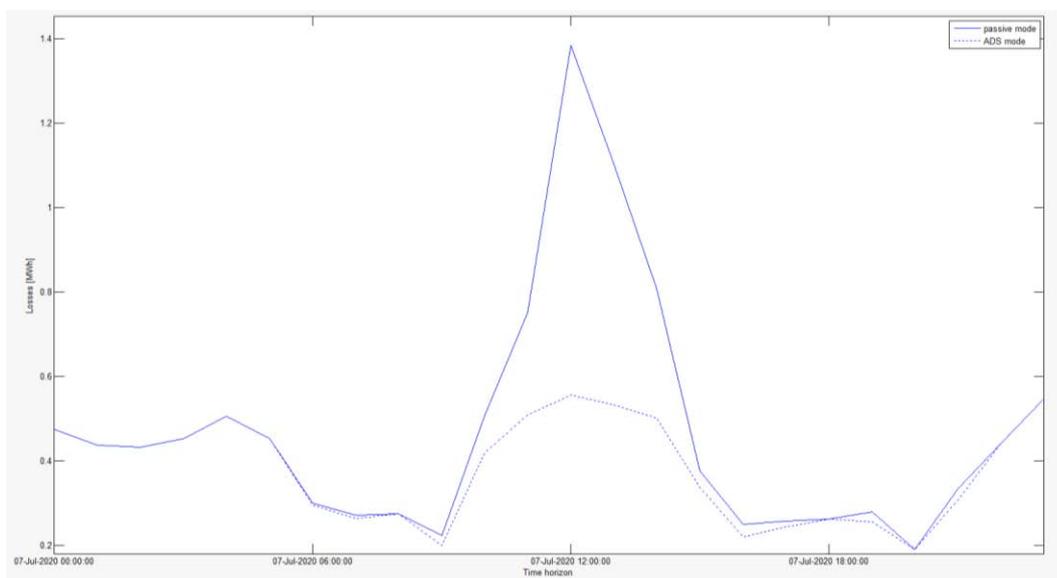


4.15 Funzione Obiettivo (FO)

Anche questo grafico tuttavia da semplicemente un'idea qualitativa dell'andamento, infatti può essere fuorviante a causa del fatto che questa FO assume valore nullo sia nel caso in cui le criticità non siano state risolte (righe in rosso nel file risultati) sia nel caso in cui non si sia presentato effettivamente bisogno della regolazione attiva (righe in verde nel file risultati).

Tra i risultati si ottiene infine anche i valori delle perdite ottimizzati. Anche in questo caso si tratta di una minimizzazione non espressamente richiesta tra le impostazioni del tool per la simulazione, ma rappresenta una conseguenza a seguito del processo

di ottimizzazione delle potenze erogate. Come si può vedere queste sono espresse come energia perduta, quindi in MWh.



4.16 Variazione delle perdite

Si può calcolare facilmente quale sia stata la richiesta totale di produzione di potenza attiva, risulta infatti come totale una diminuzione di 30.6 MW considerando la partecipazione di tutti i generatori in tutti gli istanti. Per quanto riguarda la reattiva è stato richiesto complessivamente un aumento di 6.533 MVar. Come si ricordava prima, questi valori non corrispondono effettivamente ai livelli di potenza necessari alla risoluzione delle contingenze in quanto effettivamente molte situazioni restano congestionate.

Un altro particolare da specificare è che una parte della potenza attiva potrebbe essere stata utilizzata di fatto anche per la regolazione di tensione. Infatti con ADS la regolazione di tensione è prevista tramite la regolazione sia con potenza attiva che reattiva. L'ottimizzatore non fa preferenze dal punto di vista tecnico, ma il costo relativo alla regolazione con potenza reattiva è stato impostato pari a 1/6 rispetto alla attiva. Questo significa che se si riuscisse a risolvere una congestione con meno di 1/6 di potenza attiva rispetto alla reattiva, l'ottimizzatore sceglierebbe di regolare l'attiva anche per la regolazione di tensione.

Poiché l'ottimizzazione con ADS considera tutti i diversi aspetti insieme, all'interno di un unico algoritmo di ottimizzazione non è possibile sapere nello specifico quali regolazioni siano avvenute e in che misura.

Ora che è stato analizzato il funzionamento dell'ottimizzatore e come si è ripartita e in che misura la partecipazione delle risorse attive sarà utile capire questo intervento che risultati ha portato sulla rete in esame e quali congestioni non è riuscito a risolvere. Le ore critiche sono sicuramente quelle notturne in cui permangono linee

con correnti troppo elevate e nodi con tensioni troppo basse, tuttavia non è noto in che misura.

Queste condizioni permangono in quanto durante queste ore i generatori, gli unici elementi abilitati alla regolazione, non hanno dato disponibilità alla regolazione per il fatto che non producevano abbastanza.

4.1.2 ADS 07/07/2020 con regolazione con regolazione dei carichi attivi

La stessa simulazione mostrata in precedenza è stata ripetuta consentendo anche ai carichi la partecipazione alla regolazione di potenza ai fini di partecipare alla gestione dei servizi di rete.

In particolare il profilo scelto per i carichi è “AM_LOAD” per il quale è assegnato ai carichi un costo da corrispondere, nel caso di intervento, sempre superiore a qualunque tipo di generazione.

Ciò significa che l'intervento dei carichi avverrà solo nel caso in cui la regolazione della potenza dei generatori sia assente o non sufficiente.

Questo nuovo aspetto avrà dei risvolti interessanti soprattutto per il fatto che, in questo modo, ci saranno all'interno della rete delle risorse attive distribuite che hanno disponibilità all'extra-dispatching di potenza attiva (questa opzione non era prevista in nessuno dei casi precedenti).

Come ipotesi sono state mantenute le stesse, in aggiunta si ha che anche la disponibilità dei carichi è stata impostata al 100% della parte di potenza che possono mettere in gioco.

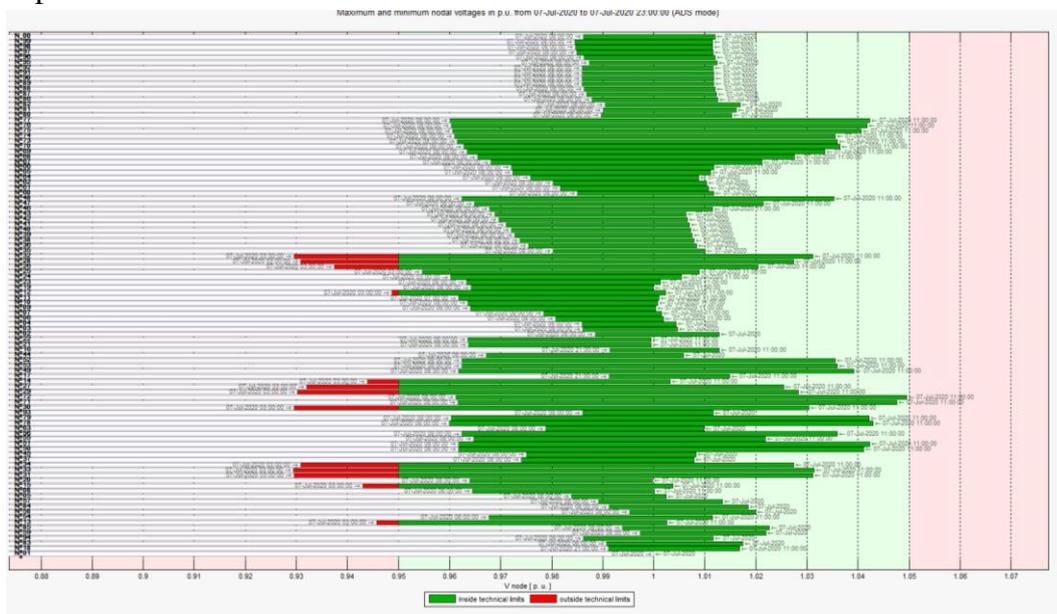
Per i carichi di fatto vale tutto quello che è stato detto per i generatori con la differenza che si ha un solo profilo di disponibilità simmetrico e uguale sia per ridurre che per aumentare il carico. Ciò significa che assumiamo che il carico regolabile non possa mai assorbire una potenza maggiore di quella nominale (dato del file rete coefficiente annuale) e ovviamente non può diventare un generatore (ovvero ridurre la potenza assorbita più di quella che sta assorbendo).

La simulazione è stata fatta sulla stessa rete di tipo industriale e con le stesse ipotesi (intervallo pari a 1h e tacca dell'OLTC fissa a +6) e nella stessa giornata.

Il profilo delle tensioni prima dell'intervento dell'ADS risulta il medesimo.

Per far partecipare alla regolazione anche i carichi con ADS è stato sufficiente selezionare la spunta “carichi” (non è stata considerata l'opzione del payback).

Anche in questo caso il risultato del LF post ottimizzazione non è molto differente dal precedente.

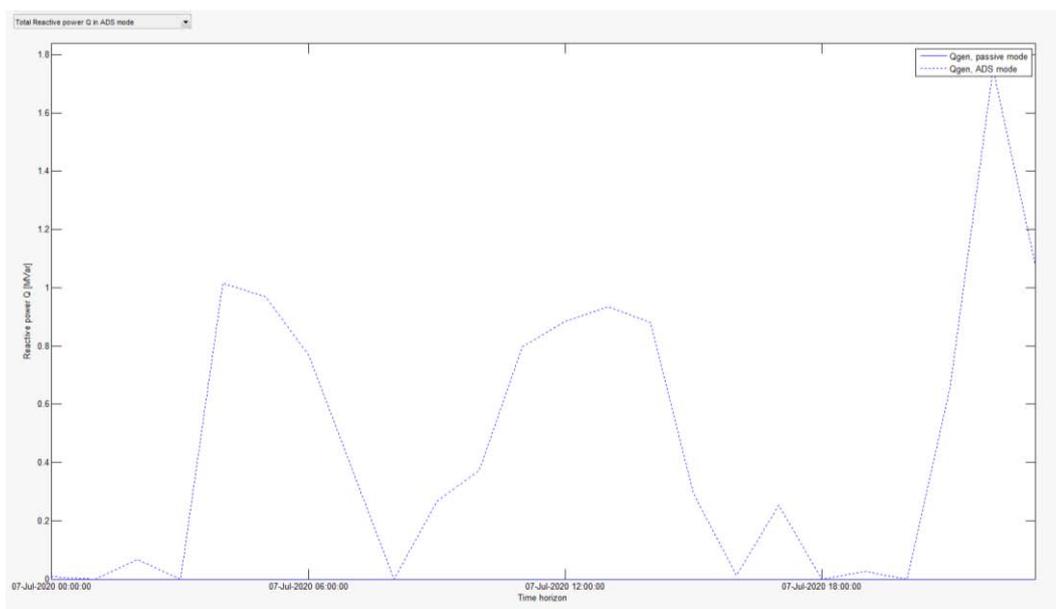


4.17 Profili di tensione post ottimizzazione

Si può vedere che di fatto permane una condizione di sottotensione alle ore 3:00 di notte in diversi nodi. Prima della regolazione la tensione più bassa la si aveva alle ore 4:00 al nodo 33, dopo la regolazione a quell'ora le sottotensioni sono state risolte ma la tensione inferiore resta al nodo 33 alle ore 3:00 con un valore pari a 0.9294.

È molto interessante confrontare adesso la partecipazione alla regolazione da parte dei generatori e dei carichi con il caso precedente, infatti questo consentirà di capire meglio il funzionamento del programma.

La regolazione di potenza reattiva da parte dei generatori presenta un profilo simile al caso precedente. L'unica differenza apprezzabile è un picco di generazione alle ore 22:00 e 23:00 durante le quali si è arrivato quasi ad 1.8 MVar di produzione. Questa erogazione di potenza reattiva ha permesso di riportare i valori di tensione entro i limiti tecnici. In realtà si potrebbe pensare che questa disponibilità di reattiva ci fosse anche nel caso precedente e che quindi si sarebbe potuto regolare la tensione anche in quel caso, in quanto i generatori anche in questo caso restano comunque gli unici a poter regolare la potenza reattiva.



4.18 Potenza reattiva regolata

Tuttavia poiché invece le congestioni di corrente (per le quali probabilmente la regolazione di potenza attiva dei generatori non era sufficiente) permanevano in quelle ore, il risultato era nullo per tutti i tipi di regolazione e quindi anche la variazione di reattiva da generazione risultava nulla. Questo si può motivare però con il fatto che l'ADS considera in un'unica ottimizzazione sia la regolazione di potenza attiva che reattiva, diversamente che dal DADS che invece utilizza la potenza attiva per la regolazione delle congestioni di corrente, mentre la reattiva per una eventuale regolazione del livello di tensione.

Questa spiegazione è avvalorata dal fatto che i carichi proprio in quell'istante regolano assorbendo meno potenza attiva (che equivale a potenza maggiore sulle linee) e riescono a contribuire all'intervento dei generatori che invece non hanno disponibilità all'extra-dispatching. Infatti l'esigenza era quella di aumentare la produzione (o ugualmente diminuire l'assorbimento dei carichi) ai fini di aumentare i livelli di tensione.

Infatti le variazioni di potenza reattiva da parte dei generatori restano praticamente le stesse (al di fuori dei casi in cui adesso l'ottimizzazione è andata a termine). I carichi infatti non hanno in alcun modo cambiato questo aspetto in quanto partecipano alla sola regolazione di potenza attiva.

Quello che dovrebbe cambiare invece è la risoluzione delle congestioni di corrente alla quale partecipa adesso anche la variazione di potenza attiva dei carichi.

Si può vedere nel grafico di partecipazione alla regolazione di potenza attiva come di fatto i carichi abbiano partecipato a sopperire all'impossibilità dei generatori di tagliare ulteriormente nelle ore notturne. Questo accade in quanto ai carichi è

associato un profilo di costo per la generazione più elevato e l'ottimizzatore dunque preferirà prima far partecipare i generatori il più possibile.

Per capire bene il comportamento dei carichi in questo contesto mettiamo in parallelo i risultati grafici ottenuti e i valori risultanti sui file Excel.

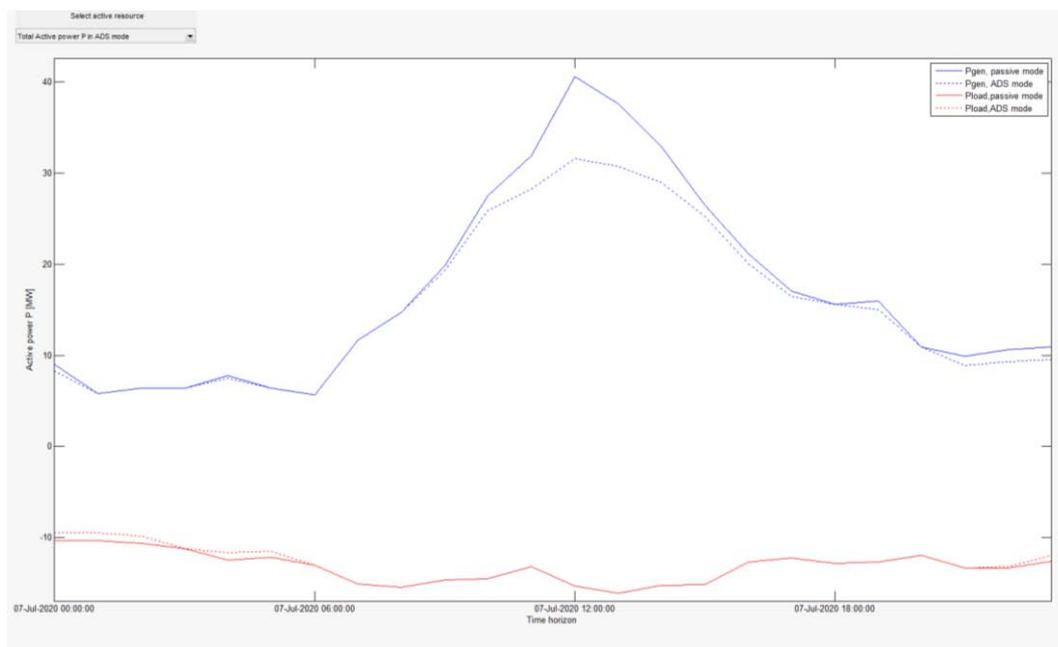
Nel file risultati, quando è stata richiesta la regolazione, la potenza assorbita dal carico risulta sempre inferiore a seguito dell'ottimizzazione rispetto al valore di partenza.

Infatti il valore di variazione di P, che viene così calcolato

$$varP = 100 \cdot \frac{P_{fine} - P_{iniz_L}}{P_{iniz_L}}$$

assume sempre un valore negativo.

La seguente figura mostra come sia variata la potenza attiva, in blu per i generatori e in rosso per i carichi. La linea tratteggiata in figura 4.19 indica l'andamento post ottimizzazione con ADS.



4.19 Potenza attiva regolata da carichi (rosso) e generatori (blu)

Quindi in realtà la potenza attiva fornita dai generatori non sarà diminuita data la presenza dei carichi, ma sarà stata affiancata dalla regolazione di questi.

Anzi numericamente su Excel si troverà un risultato di partecipazione alla regolazione di potenza attiva superiore, in quanto adesso comprenderà anche i casi in cui prima l'ottimizzatore non trovava una soluzione.

Si può subito notare che il profilo di potenza generata si è abbassato, i generatori hanno dunque partecipato al taglio di potenza attiva.

I carichi invece hanno aumentato il livello di potenza. Tuttavia nei file Excel abbiamo ottenuto una variazione percentuale negativa in quanto si considera diminuito l'assorbimento di potenza da parte dei carichi, che lasciano dunque una maggiore disponibilità di potenza attiva, questo comportamento rientra infatti in una richiesta di extra-dispatching (alla quale invece i generatori non possono sopperire perché significherebbe richiedere un aumento di produzione).

Dunque ciò che per i generatori significherebbe un aumento di produzione di potenza (per il quale non sono abilitati) per i carichi significa una diminuzione di assorbimento di potenza attiva.

Questo ci fa ipotizzare dunque che ci sia stato maggiormente modo di regolare per la risoluzione di congestioni.

Un risultato interessante di questa simulazione è sicuramente il fatto che si possa immediatamente vedere in modo grafico che i carichi abbiano partecipato alla regolazione di potenza attiva e il loro intervento è riscontrabile anche nel file risultati.

Infatti si ottiene come risultato che si hanno molti meno momenti in cui permangono congestioni di corrente che si avevano invece nel caso precedente senza regolazione dai carichi.

La pagina relativa ai sovraccarichi di corrente mostra infatti che con la partecipazione dei carichi si hanno solo tre momenti in tutta la settimana in cui la regolazione di potenza attiva non è stata sufficiente per risolvere le congestioni di corrente, contro invece le 8 "righe rosse" che si ottenevano nel caso senza carichi corrispondenti ad altrettanti momenti in cui le congestioni permanevano.

L'intervento dei carichi quindi, nonostante sembri piccolo quantitativamente, si rivela molto importante, soprattutto perché riesce a fornire una regolazione di potenza in un verso opposto rispetto a quello dei generatori.

La figura 4.20 rappresenta l'intervento complessivo dei carichi negli stessi istanti mostrati nelle due figure 4.21 e 4.22 ovvero dalla mezzanotte alle 6:00 del mattino.

Tot Pload	Tot Pload	VarPload tot [%]
10.328	9.502	-8
10.347	9.521	-7.99
10.634	9.886	-7.03
11.239	11.239	0
12.453	11.674	-6.25
12.189	11.548	-5.26
13.043	13.043	0
15.13	15.13	0
15.469	15.469	0

4.20 Partecipazione da carichi

La percentuale di partecipazione come era stato anticipato risulta negativa.

1 Active Distribution System simulation Results												
2 Branch currents over technical limits												
3												
4												
Date	Day	Hour	ID_Line	Branch cui	Loading bi	Branch cui	Loading bi	ID_Line	Branch cui	Loading bi	Branch cui	Loading bi
#####	Tue	00:00:00	N_024-N_025	124.26	118.3	124.26	118.3	N_025-N_026	123.32	132.6	123.32	132.6
#####	Tue	01:00:00	N_024-N_025	124.21	118.3	124.21	118.3	N_025-N_026	123.46	132.8	123.46	132.8
#####	Tue	02:00:00	N_024-N_025	120.86	115.1	120.86	115.1	N_025-N_026	120.19	129.2	120.19	129.2
#####	Tue	03:00:00	N_024-N_025	121.92	116.1	121.92	116.1	N_025-N_026	121.2	130.3	121.2	130.3
#####	Tue	04:00:00	N_024-N_025	123.51	117.6	123.51	117.6	N_025-N_026	122.78	132	122.78	132
#####	Tue	05:00:00	N_024-N_025	117.48	111.9	117.48	111.9	N_025-N_026	116.65	125.4	116.65	125.4
#####	Tue	06:00:00										
#####	Tue	07:00:00										
#####	Tue	08:00:00										

4.21 Correnti con partecipazione di soli generatori

1 Active Distribution System simulation Results												
2 Branch currents over technical limits												
3												
4												
Date	Day	Hour	ID_Line	Branch cui	Loading bi	Branch cui	Loading bi	ID_Line	Branch cui	Loading bi	Branch cui	Loading bi
#####	Tue	00:00:00	N_024-N_025	124.26	118.3	88.54	84.3	N_025-N_026	123.32	132.6	87.62	94.2
#####	Tue	01:00:00	N_024-N_025	124.21	118.3	88.45	84.2	N_025-N_026	123.46	132.8	87.72	94.3
#####	Tue	02:00:00	N_024-N_025	120.86	115.1	88.46	84.3	N_025-N_026	120.19	129.2	87.81	94.4
#####	Tue	03:00:00	N_024-N_025	121.92	116.1	121.92	116.1	N_025-N_026	121.2	130.3	121.2	130.3
#####	Tue	04:00:00	N_024-N_025	123.51	117.6	88.46	84.2	N_025-N_026	122.78	132	87.76	94.4
#####	Tue	05:00:00	N_024-N_025	117.48	111.9	88.57	84.4	N_025-N_026	116.65	125.4	87.76	94.4
#####	Tue	06:00:00										
#####	Tue	07:00:00										
#####	Tue	08:00:00										

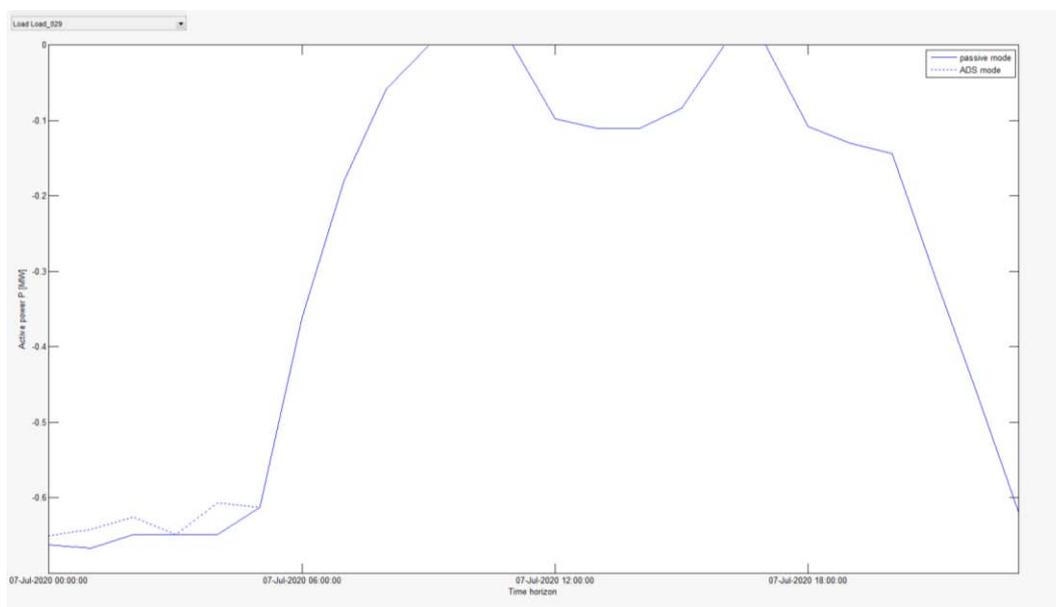
4.21 Correnti con partecipazione di generatori e carichi

In questi stessi istanti invece la partecipazione dei generatori alla regolazione di potenza attiva non è elevata. In questo caso non è possibile fare un confronto col caso precedente in quanto senza carichi l'ADS non portava a compimento l'ottimizzazione e quindi le righe in rosso riportavano tutti i valori di partecipazione nulli. Tuttavia si può spiegare questo considerando che i generatori non partecipano alla regolazione di attiva in quanto nelle zone in cui è richiesta non ce ne sarà disponibilità.

Tot genP sched [MW]	Tot genQ sched [MVar]	Tot gen sched [MVA]	Tot genP ads [MW]	Tot genQ ads [MVar]	Tot gen ads [MVA]	VarP tot [%]
8.993	0	8.993	8.275	0.007	8.275	-7.99
5.781	0	5.781	5.781	0	5.781	0
6.359	0	6.359	6.359	0.067	6.36	0
6.359	0	6.359	6.359	0	6.359	0
7.773	0	7.773	7.483	1.015	7.552	-3.72
6.359	0	6.359	6.359	0.969	6.433	0
5.653	0	5.653	5.653	0.768	5.705	0
11.685	0	11.685	11.674	0.386	11.68	-0.09
14.699	0	14.699	14.699	0	14.699	0

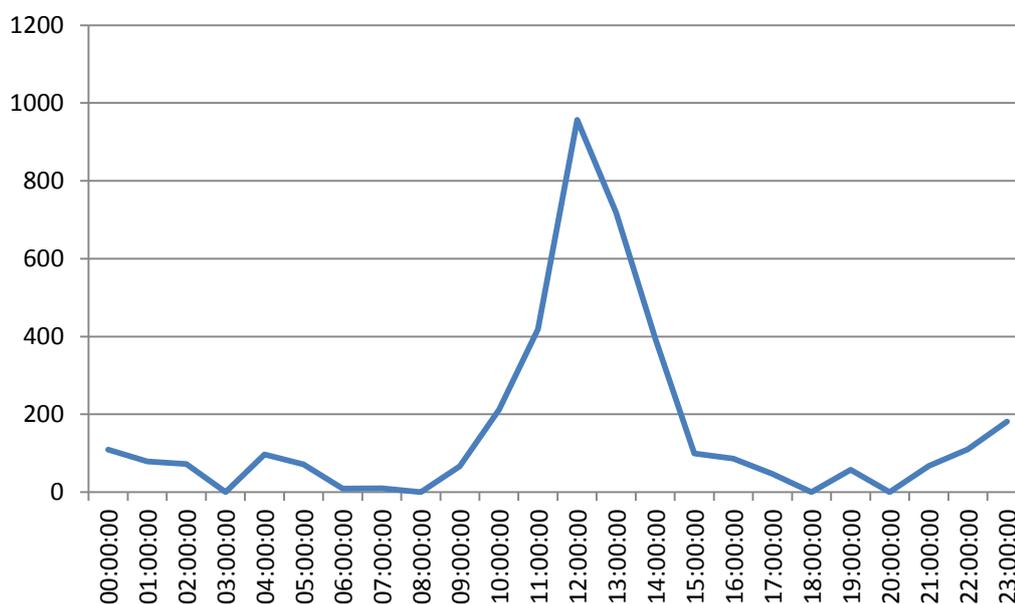
4.23 Regolazione di potenza negli istanti notturni

Infatti un carico che è chiamato a regolare è ad esempio il carico 29 che si trova in una zona critica per le congestioni notturne e non sono presenti generatori che possano contribuire alla regolazione.



4.24 Regolazione di potenza del carico 29

A questo proposito risulta interessante vedere anche come è cambiata la Funzione Obiettivo negli istanti in cui adesso l'ottimizzazione è stata conclusa (gli stessi istanti nel caso precedente avevano valore nullo).



4.25 Funzione Obiettivo (FO)

Dove nel caso precedente la FO assumeva valore nullo per la non avvenuta regolazione adesso assume valori comunque abbastanza bassi. Questi saranno da corrispondere alla regolazione tramite carichi e in minima parte a quella dei generatori.

In questo caso solo in un momento il fatto che la FO sia nulla indica che non è avvenuta l'ottimizzazione per insufficienza di risorse distribuite sufficienti. Negli altri tre casi il valore nullo corrisponde a istanti con righe verdi nei file risultati, ovvero che presentano assenza di necessità di regolazione.

4.1.3 ADS 07/07/2020 con regolazione del sistema di storage

La stessa simulazione dei casi precedenti è stata fatta con le stesse ipotesi ma aggiungendo un sistema di accumulo che possa partecipare alla regolazione della potenza attiva e reattiva.

Il sistema di accumulo si trova al nodo 31, ha potenza nominale pari a 2 MVA, energia pari a 4 MWh. Per quanto riguarda i dati relativi al DoD e SoC si rimanda all'appendice A.

I restanti dati sono stati mantenuti gli stessi dei casi precedenti ed è prevista la disponibilità dei soli generatori alla regolazione di potenza attiva e reattiva e del sistema di accumulo, dunque i carichi non sono stati abilitati alla partecipazione.

L'unico approccio diverso è stato utilizzare come intervallo di simulazione 15 minuti e non 1 ora in modo che il risultato fosse più preciso e per un'altra ragione che verrà chiarita in seguito.

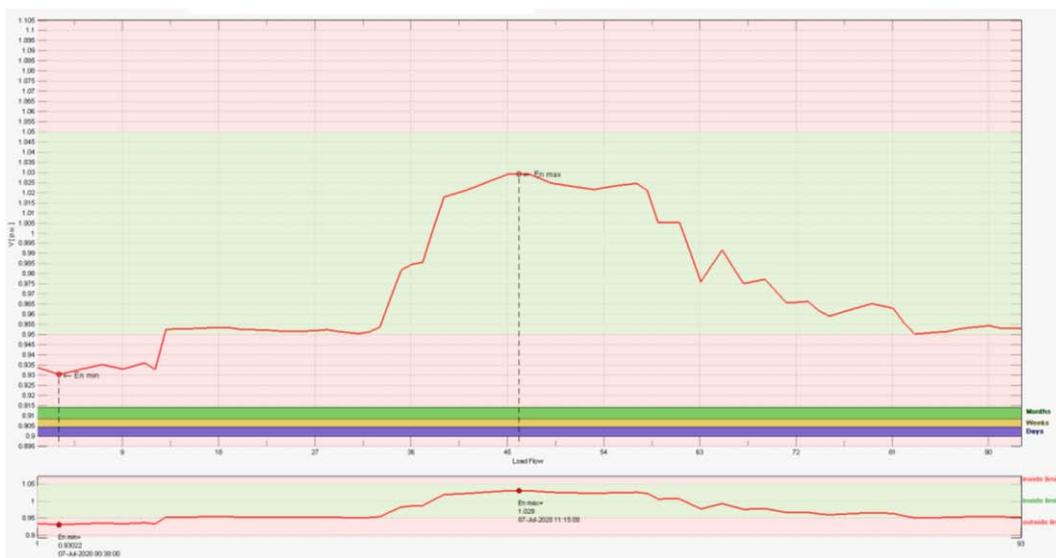
È stato necessario inoltre impostare un orizzonte temporale, con questo si intende di fatto l'intervallo di tempo al termine del quale si vuole che il livello di energia dello storage torni ad essere quello iniziale. In questo caso è stato impostato pari a un giorno in modo che si avesse la sera lo stesso livello di carica con cui lo storage è partito. Questo però vale per la potenza attiva, mentre la potenza reattiva non deve sottostare a questo vincolo. Questo particolare ovviamente non è influente ai fini del calcolo, infatti il calcolo stesso diventa più complesso in quanto per ogni intervallo studiato, l'ottimizzatore calcola anche una previsione di quello che sarà il comportamento negli intervalli futuri a seconda della scelta tecnica adottata per l'intervallo in esame. In questo modo sarà quindi possibile determinare in che momento l'accumulatore dovrà iniziare il processo di carica o scarica in modo da ritrovarsi alla condizione iniziale a fine giornata. Questo sarà poi evidente nei risultati.

L'introduzione del sistema di accumulo è stata messa alla prova simulando la gestione attiva dei soli generatori oltre allo storage.

I grafici relativi al Load Flow indicano che le sottotensioni non sono state tutte risolte, in pratica sono stati rilevati problemi dalle 00:00 alle 3:00. Questo non ci

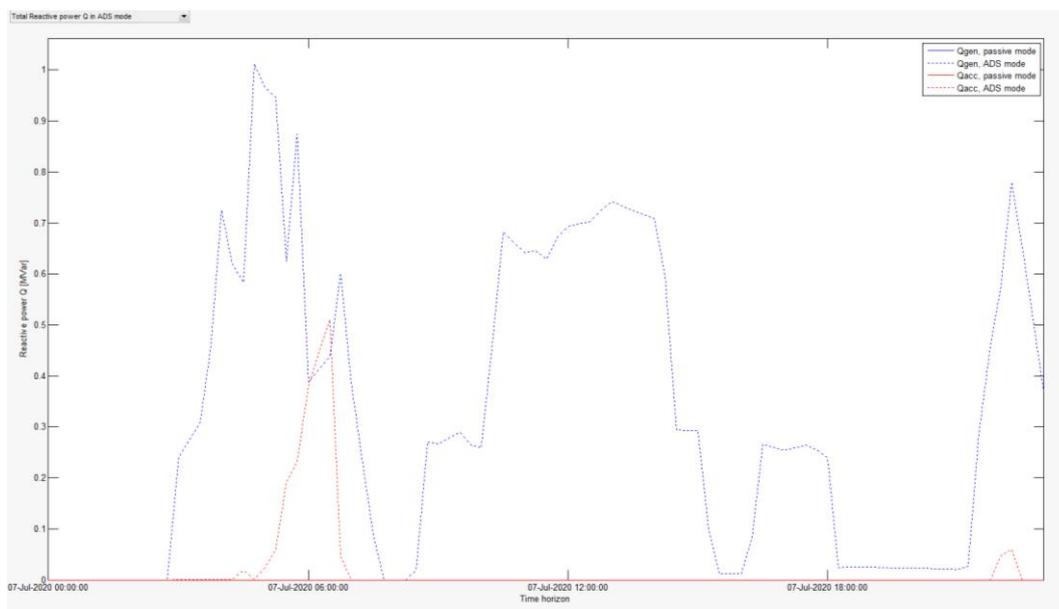
consente di capire se effettivamente le risorse fossero insufficienti prettamente per la regolazione dei livelli di tensione o delle congestioni di corrente.

Uno dei nodi più critici resta sempre il nodo 33 il quale presentava la tensione più bassa prima dell'ottimizzazione, e anche dopo l'ottimizzazione con ADS mantiene una tensione molto bassa, quella inferiore è adesso alle ore 00:30 ed è pari a 0.93 p.u..



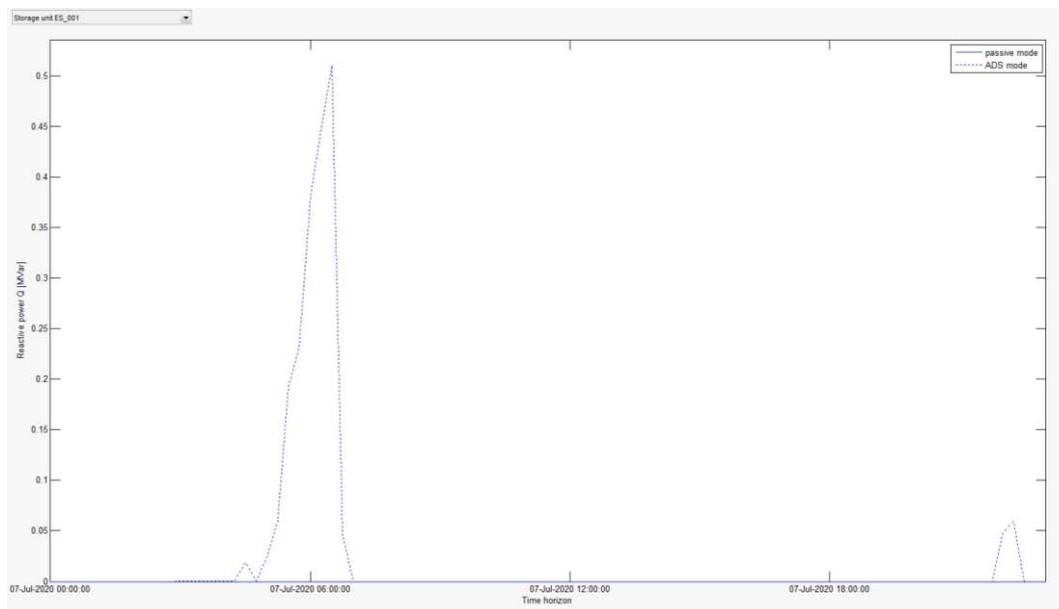
4.26 Tensione al nodo 33

Rispetto al caso con soli generatori la presenza del sistema di accumulo ha contenuto la presenza di contingenze notturne dalle 00:00 fino alle 2:45, quando nel caso precedente erano presenti fino alle ore 5:00. Si può dunque spiegare così il fatto che in questo caso il grafico di partecipazione alla regolazione attiva adesso presenti una partecipazione più elevata in quelle ore in cui prima il valore era nullo in quanto l'ottimizzatore non risolveva le contingenze.



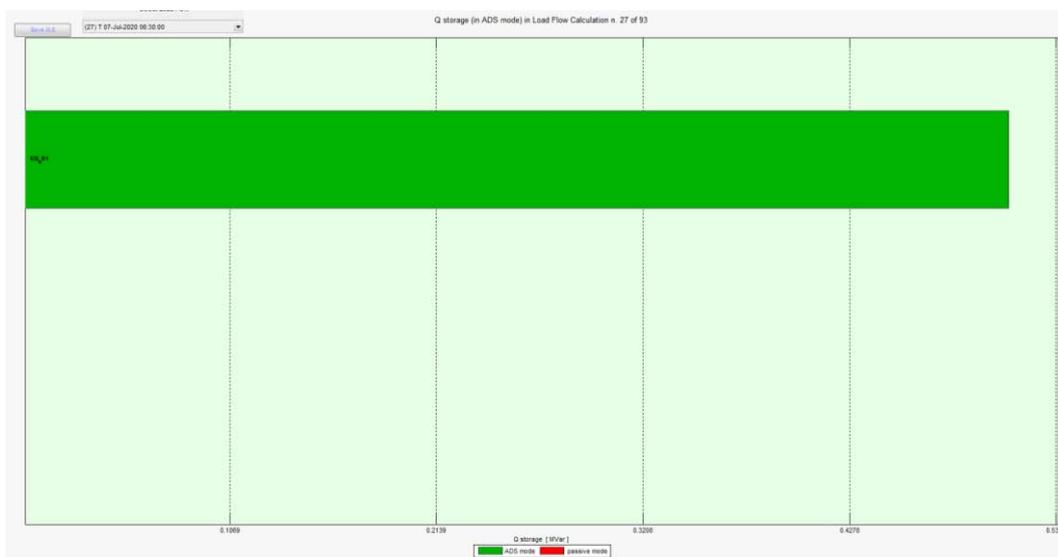
4.27 Potenza reattiva regolata da generatori e storage (rosso)

In fig. 4.27 la linea tratteggiata in rosso rappresenta la produzione di potenza reattiva messa a disposizione dal sistema di accumulo. Come ci si poteva aspettare questo è intervenuto nelle ore più critiche come quelle notturne e serali per aumentare insieme ai generatori i livelli di tensione.



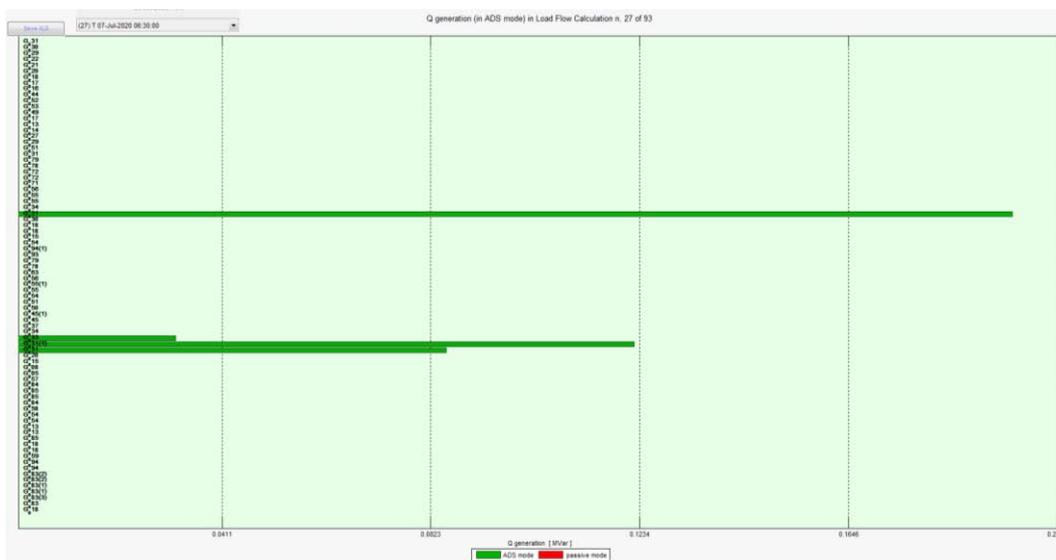
4.28 Regolazione di potenza reattiva da storage

Il sistema di storage da il massimo contributo poco dopo le sei, istante in cui nessun generatore vicino ha disponibilità alla regolazione. Alle 6:30 fornisce partecipazione massima con produzione di 0.51 MVar



4.29 Produzione di reattiva da storage alle ore 6:30

Mentre la partecipazione dei generatori alla produzione di reattiva è rappresentata in fig. 4.30

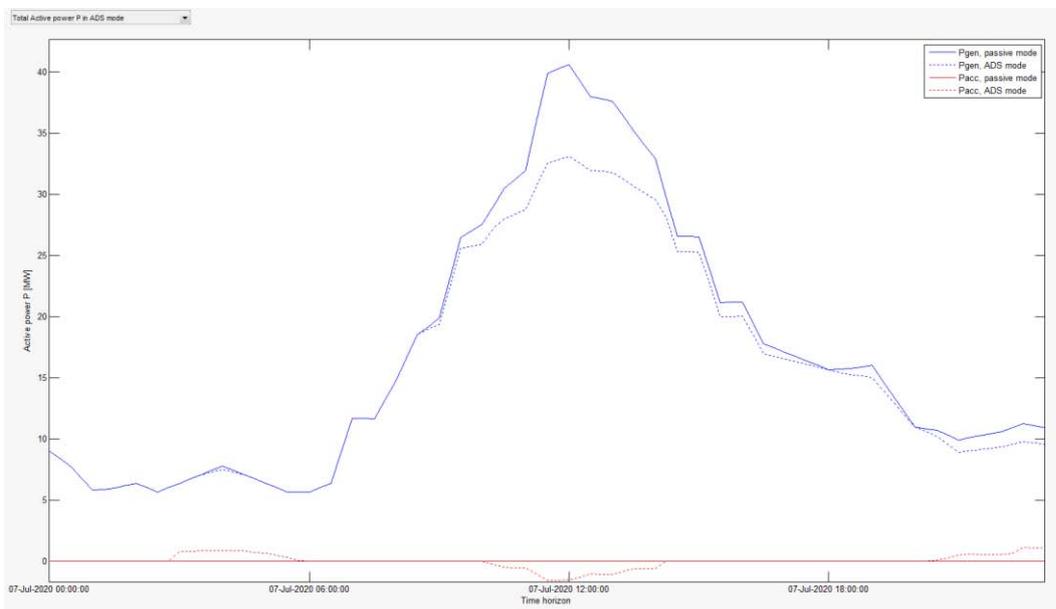


4.30 Produzione di reattiva da generatori alle ore 6:30

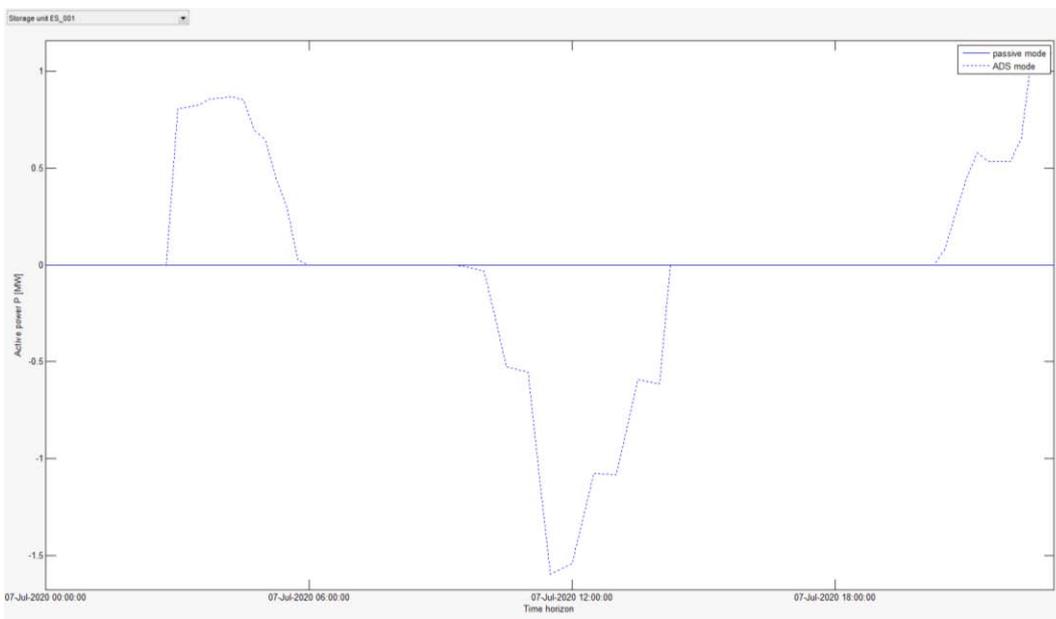
Sono stati chiamati a regolare i generatori 31 e 33 con la reattiva che avevano disponibile.

La regolazione di potenza attiva resta qualitativamente la stessa, si può apprezzare però in rosso la partecipazione del sistema d'accumulo. Il grafico va interpretato così come per i generatori. Nel momento in cui la linea tratteggiata sale significa che lo storage sta contribuendo complessivamente ad erogare potenza attiva, segnata in positivo sul file risultati. Infatti nelle parti centrali della giornata lo storage ha invece

assorbito potenza attiva in modo da diminuire complessivamente i flussi di potenza, dunque contribuisce con i generatori al taglio.



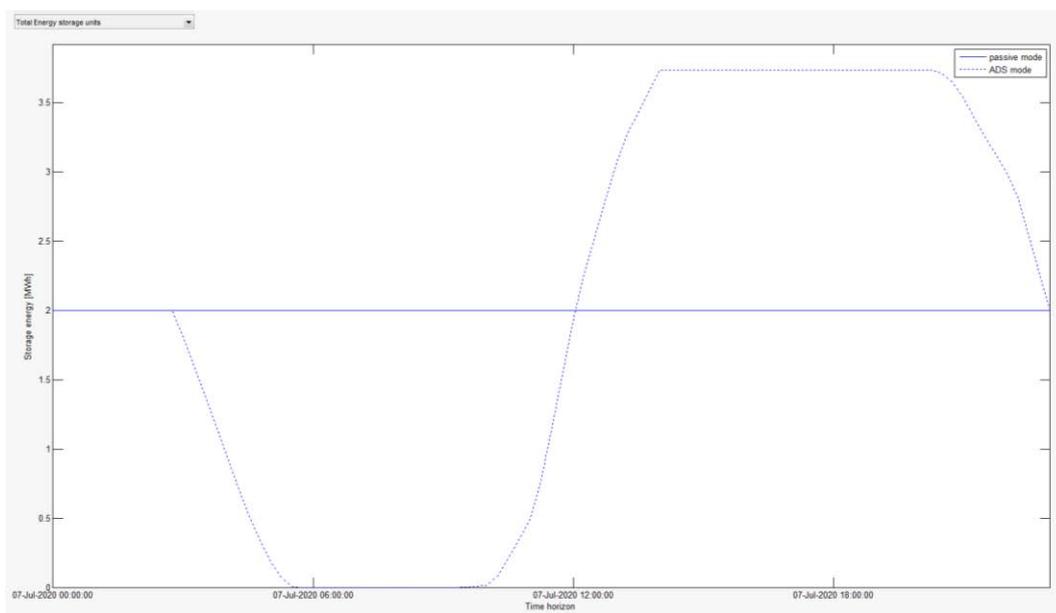
4.31 Regolazione di potenza attiva da generatori e storage (rosso)



4.32 Potenza attiva regolata da storage

Oltre che per la regolazione ai fini della gestione attiva l'accumulatore presenta un andamento di questo genere in modo che alla fine la potenza ritorni ad essere quella iniziale.

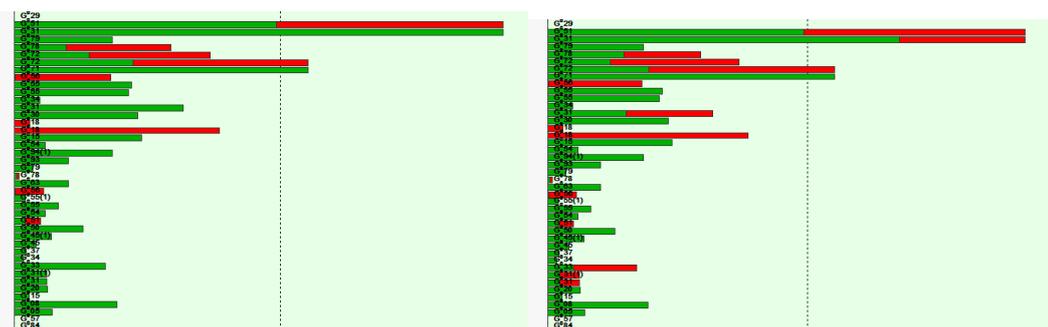
Infatti il profilo di energia consumata e assorbita per la regolazione ha l'andamento di fig. 4.33.



4.33 Profilo di energia di storage

Ovviamente l'energia e la potenza attiva sono strettamente collegate in funzione dei coefficienti di calcolo inseriti come input, questo poi tornerà utile anche per il funzionamento del DADS con storage. Come si vede ad un certo momento della giornata l'andamento dell'energia cambia trend e passa a recuperare l'energia consumata in modo da tornare al valore di 2 MWh iniziale.

È molto interessante vedere come sia cambiata la partecipazione alla regolazione di potenza attiva da parte dei generatori ora che partecipa alla regolazione anche lo storage. Ad esempio alle ore 12:00 si ha l'andamento delle potenze regolate mostrato in fig. 4.34



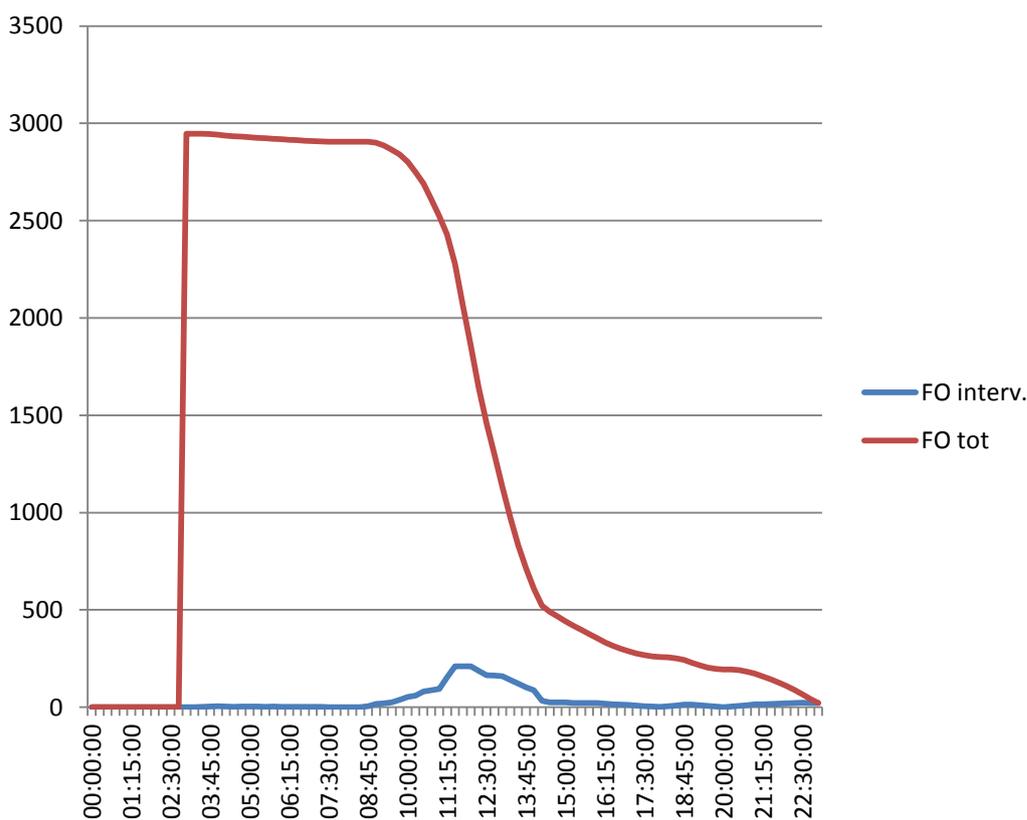
4.34 Regolazione di P attiva con storage e senza

Risulta subito evidente che la regolazione richiesta (in termini di taglio) di potenza attiva sia molto diminuita per i generatori ai nodi 31 e 33 che sono proprio in prossimità del sistema di accumulo.

Volendo quantificare, nel caso senza storage alle 12:00 per i generatori era previsto un taglio pari al -22.13%, mentre con l'accumulatore si ha una diminuzione del -

18.46% partendo in entrambi i casi da una produzione di 40.6 MW. In totale infatti la potenza regolata dai generatori risulta più bassa nel caso con storage, con una variazione percentuale complessiva di -7.37% della potenza totale prodotta, contro il -7.6% nel caso senza storage. L'accumulatore ha dato un contributo sia al taglio che all'extra-dispatching con una partecipazione complessiva volta all'aumento di 0.001 MW (praticamente nulla in quanto l'energia doveva comunque tornare quella di prima).

In presenza di unità di accumulo e utilizzo di orizzonte temporale, la funzione obiettivo (FO) ha un duplice significato. Infatti sul file risultati si avrà in prima colonna il valore totale, ovvero il valore che guida l'ottimizzazione per tutti gli intervalli che compongono l'orizzonte temporale (che in questo caso è un giorno). Invece il valore della FO relativo all'intervallo viene riportato nella prima colonna e indica solamente la quota relativa al primo intervallo che compone l'orizzonte temporale. Nei casi precedenti in cui non era presente il sistema di accumulo infatti i due valori erano coincidenti.



4.35 Funzione obiettivo (FO)

La F.O. tot infatti ha valore massimo nel primo intervallo analizzato dell'orizzonte temporale perché tiene conto del funzionamento di tutto l'orizzonte stesso. Il valore diminuisce infatti fino all'ultimo intervallo esaminato per il quale le due funzioni obiettivo infatti coincidono.

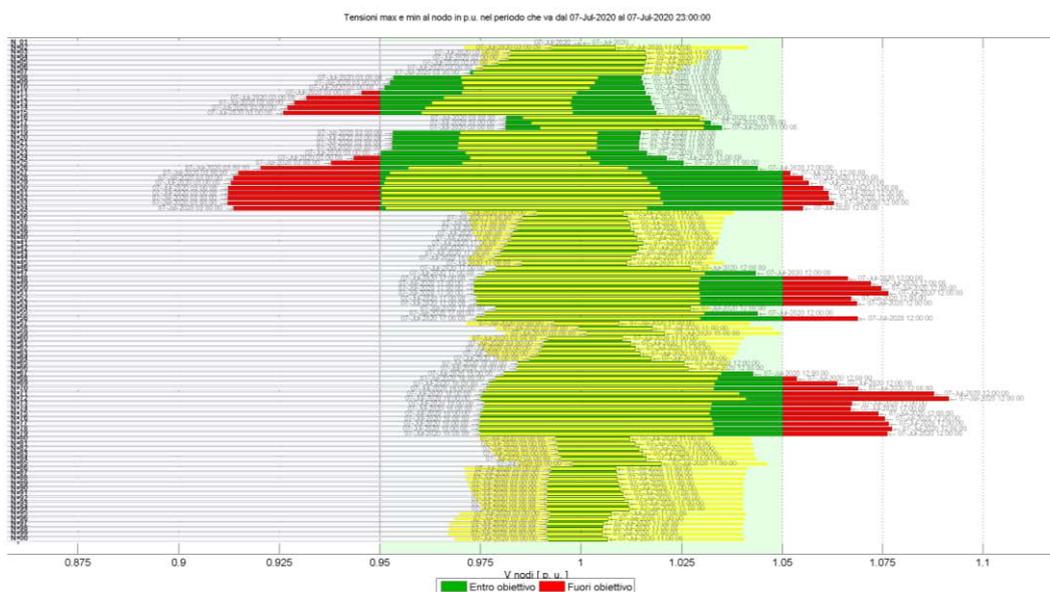
Capitolo 5

Simulazione con utilizzo del tool DADS

5.1 Risultati delle simulazioni con DADS su rete industriale

5.1.1 DADS 07/07/2020 con regolazione da generatori

Sono state fatte le stesse prove nella stessa giornata con il tool DADS. Per quanto riguarda il funzionamento di DADS per far sì che avvenga la partecipazione dei soli generatori e non dei carichi per la potenza attiva e reattiva è necessario modificare i profili relativi, quindi segnando sui carichi il profilo “NO_AM” in modo che non diano disponibilità e per i generatori sono stati utilizzati gli stessi profili che si avevano per l’ADS. Sarà possibile spiegare più approfonditamente il funzionamento del DADS e la differenza rispetto al precedente tool utilizzato tramite i risultati ottenuti.



5.1 Profili di tensione regolati

Come primo risultato si riporta in fig. 5.1 il Load Flow della settimana ottenuto. Le righe in giallo rappresentano l'andamento delle tensioni a seguito della regolazione con DADS.

Il risultato grafico è di facile comprensione. Come è evidente in questo caso la regolazione porta ad avere livelli di tensione tutti contenuti all'interno dei vincoli tecnici.

L'approccio con DADS è abbastanza differente nonostante si tratti dello stesso genere di regolazione sulla stessa rete.

Il DADS dopo aver calcolato il Load Flow per l'intervallo in esame è in grado di localizzare i nodi che hanno tensioni fuori dai limiti e le linee che presentano congestioni di corrente. Innanzitutto una prima grande differenza è il fatto che la regolazione del DADS, benchè utilizzi gestione attiva, come primo tentativo, varia la posizione della tacca dell'OLTC. Questa prima funzione rende già evidente come i risultati nei due casi siano basati su un'idea di base differente. È proprio questo il motivo per cui con il DADS di fatto si riesce ad ottenere un profilo di tensione interamente entro i limiti nonostante le risorse disponibili fossero le stesse del caso con ADS.

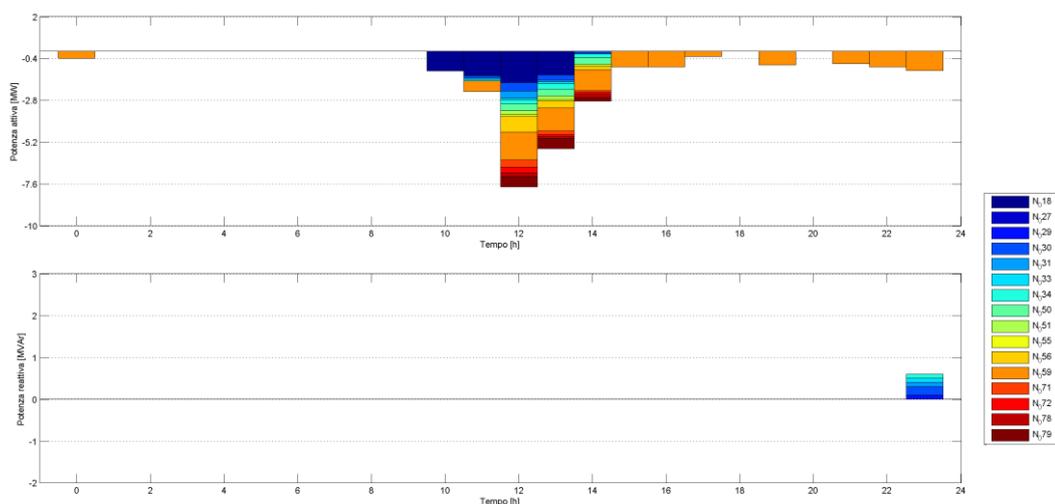
Per quanto riguarda poi la partecipazione alla regolazione con potenza attiva e reattiva da parte dei generatori questa viene chiamata in causa dopo aver regolato la tacca dell'OLTC.

La partecipazione dei generatori poi non è regolata da un algoritmo che ottimizza i costi, ma è legata a una logica di libera partecipazione secondo una procedura di regolazione distribuita.

Infatti all'interno di un area di regolazione, dopo che questa è stata individuata in funzione di vincoli tecnici e vicinanza alla congestione, viene semplicemente scelto il generatore che in quell'istante ha un costo di partecipazione inferiore. Se necessario il generatore parteciperà con la potenza (reattiva o attiva) che ha a disposizione.

Per quanto riguarda la regolazione di potenza reattiva, è stata fatta la scelta di non associare un costo alla fornitura di potenza reattiva da parte di carichi o generatori, per cui la relativa partecipazione è demandata solamente a un criterio di natura tecnica (regolazione della tensione entro i limiti impostati).

Il grafico 5.2 mostra nei particolari quanto è stata la partecipazione complessiva nei diversi nodi per quanto riguarda la potenza attiva e reattiva.

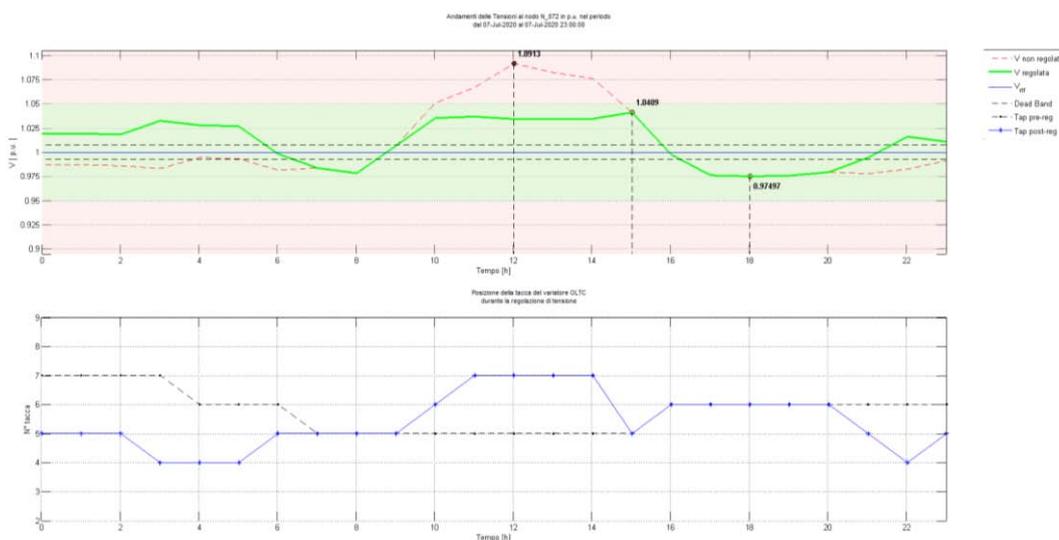


5.2 Regolazione di potenza attiva e reattiva

Come è già evidente la potenza reattiva regolata appare quantitativamente inferiore che nel caso di regolazione con ADS (anzi è quasi del tutto assente), questo è giustificato dal fatto che quasi il totale della regolazione di tensione avviene grazie alla variazione di tacca con l'OLTC.

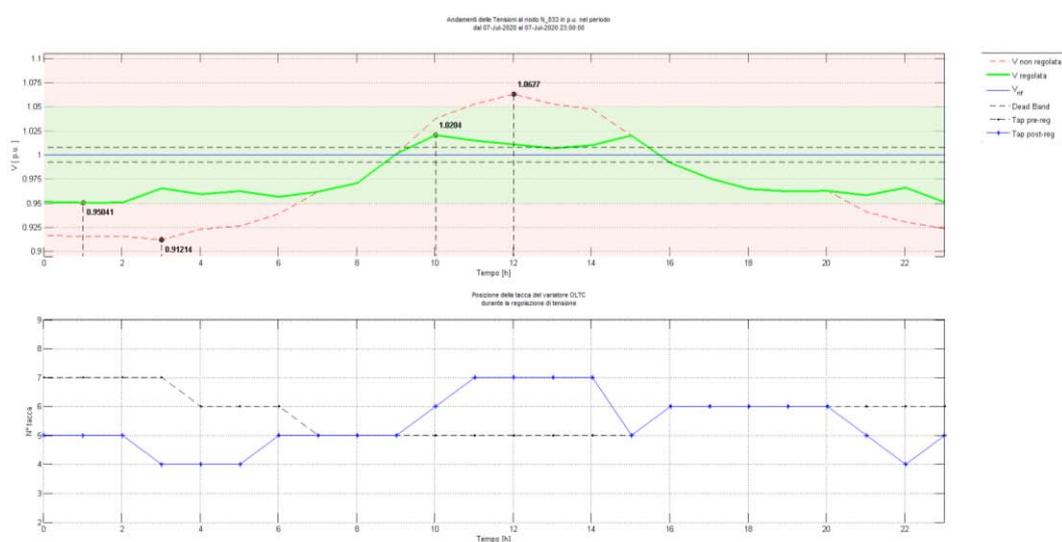
Il tool da inoltre la possibilità di analizzare per ogni nodo l'andamento della tensione pre e post regolazione e la tacca che assume l'OLTC nei diversi intervalli, valore che oscilla intorno al 6 (con massimo valore assunto 7, minimo 4).

La regolazione con OLTC fa sì che il valore di tensione massimo si trovi nel caso di regolazione con DADS sul nodo 72 sempre alle ore 12:00.



5.3 Andamento della tensione al nodo 72

Come si vede in fig 5.3, nella parte centrale della giornata, per abbassare il livello di tensione è stato sufficiente alzare la tacca dell'OLTC.



5.4 Andamento della tensione al nodo 33

Il valore più basso di tensione lo si ha nuovamente al nodo 33 intorno alle 3:00 di notte, e anche in questo caso è sufficiente abbassare la tacca dell'OLTC per far rientrare la tensione al limite tecnico, situazione che invece non si è finora mai presentata in nessuno dei casi di utilizzo di ADS per mancanza di risorse.

Analizzando più accuratamente il Logfile risultante si può vedere istante per istante quale è stata la partecipazione per la regolazione di tensione e di corrente, da parte di quale risorsa attiva e a quale prezzo.

La regolazione avviene dopo aver individuato i nodi che fanno parte rispettivamente delle aree di tensione e delle aree di corrente rispetto alle ipotesi iniziali che vengono qui di seguito esposte.

- Raggio elettrico: 0,5
- Soglia di tensione: 3%
- Quota potenza per token: 0,1 MW
- Limite carico in linea 100%

Come primo risultato il Logfile riporta un riassunto dei casi in cui la regolazione non sia stata raggiunta. In questo modo sarà immediato fare un confronto con il livello di risoluzione delle congestioni da parte di ADS a fronte delle risorse utilizzate.

Si riporta a titolo di esempio una descrizione di ciò che avviene proprio nel primo istante di simulazione, ovvero alle 00:00, per quanto riguarda la regolazione di potenza attiva, in quanto l'andamento della tensione è già stato corretto variando la tacca dell'OLTC.

```

41 Regolazione OLTC:
42 Nuova posizione tacca:5
43 Nuova tensione di riferimento:1.0281
44 Rilevate congestioni nei rami:
45 N_024-N_025
46 N_025-N_026
47 N_057-N_058
48 N_058-N_059
49
50
51 Prezzo iniziale dP positivo: 0
52 Prezzo iniziale dP negativo: 42
53
54 Inizio regolazione di corrente...
55
56 Inizio ciclo gen per iteraz n. 0
57 Ciclo aree ordine priorità n. 1
58 Area 3 Generatore: N_059 --> -0.1 MW. Totale generatore: 3.0891/10.848 MW (Produz. attuale: 3.1891 MW)
59 Ciclo aree ordine priorità n. 2
60 Area 4 Generatore: N_059 --> -0.1 MW. Totale generatore: 2.9891/10.848 MW (Produz. attuale: 3.1891 MW)
61 Ciclo aree ordine priorità n. 3
62 Area 3 Generatore: N_059 --> -0.1 MW. Totale generatore: 2.8891/10.848 MW (Produz. attuale: 3.1891 MW)
63 Ciclo aree ordine priorità n. 4
64 Area 4 Generatore: N_059 --> -0.1 MW. Totale generatore: 2.7891/10.848 MW (Produz. attuale: 3.1891 MW)
65 Ciclo aree ordine priorità n. 5
66 Ciclo aree ordine priorità n. 6
67 Ciclo aree ordine priorità n. 7
68 Ciclo aree ordine priorità n. 8
69 Ciclo aree ordine priorità n. 9
70 Ciclo aree ordine priorità n. 10
71
72 Congestioni non ancora risolte --> Nuovo token (stessa offerta)
73 Inizio ciclo gen per iteraz n. 1

```

5.5 Regolazione di corrente

Come si può vedere il primo passo nella regolazione è lo spostamento di tacca dell'OLTC, questa assume il valore +5 in modo che il livello di tensione si alzi e rientri entro i limiti tecnici. Poiché vengono rilevate congestioni di corrente in alcuni rami sarà necessaria la regolazione di potenza attiva da parte dei generatori. Il programma prevede che venga svolta insieme la regolazione di potenza attiva sia da parte di generatori che da parte di carichi, ovviamente in questo caso non si avrà partecipazione di carichi in quanto è stata disabilitata.

Il prezzo iniziale dP positivo rappresenta il costo disponibile per un aumento di potenza (extra-dispatching) da parte delle risorse attive. In questa simulazione il valore resta sempre nullo in quanto stanno partecipando i soli generatori i quali non sono abilitati alla produzione di più potenza attiva. Se ne potrà avere conferma studiando il caso in cui sarà consentita la partecipazione alla regolazione anche ai carichi.

Il prezzo relativo alla diminuzione della potenza attiva invece ci si aspetta sia il più basso reperibile tra i profili dei generatori distribuiti in quell'istante. Di fatto il valore "42" fa riferimento al generatore 059 che è il primo a partecipare alla regolazione e che in quanto generatore di tipo eolico ha effettivamente il costo più basso tra i profili disponibili. Come si può vedere all'interno delle aree chiamate in considerazione è probabilmente l'unico che ha un costo così basso, infatti nei primi cicli partecipa da solo. Ad ogni ciclo di area si vede che il generatore offre una partecipazione massima di -0,1 MW, limite che è stato imposto tra le ipotesi.

I valori riportati a fianco indicano che in quel momento il generatore stava producendo 3.1891 MW e che in seguito alle richieste il valore si è abbassato fino a 3.0891 MW valore limite di disponibilità per ciclo, 10.848 MW indica invece la taglia del generatore.

Le congestioni non vengono risolte da questo unico intervento, perciò il token fa un nuovo tentativo con lo stesso prezzo.

Tuttavia nella zona in questione il generatore appena citato è l'unico che ha disponibilità al momento, risultando insufficiente la sua regolazione si vedrà come le congestioni permangono.

Nessuna risposta... Token torna al gestore.

Disponibilità esaurita per riduzione dP.

Congestioni non risolte:

le seguenti linee risultano ancora congestionate:30 31

Nel caso in cui la regolazione non riesca ad essere eseguita al prezzo più basso, il token farà un nuovo tentativo aumentando il costo in modo che altre tipologie di generatori possano partecipare alla regolazione.

Se ci fosse disponibilità da parte dei carichi il prezzo salirebbe ancora.

La figura 5.6 mostra invece come avviene la regolazione di tensione. Come si può vedere non viene richiesta una individuazione dei costi. Anche in questo caso il Logfile riporta il punto di lavoro a cui si trova il generatore prima e dopo dell'intervento.

```
3124 Regolazione di tensione...
3125 Inizio ciclo gen per iteraz n. 0
3126 Ciclo aree ordine priorità n. 1
3127 Area 1 Generatore: N_033 --> 0.1 MVar. Totale generatore: 0.1/1 MVar (Produz. attuale: 0 MVar)
3128 Ciclo aree ordine priorità n. 2
3129 Ciclo aree ordine priorità n. 3
3130 Area 1 Generatore: N_031 --> 0.1 MVar. Totale generatore: 0.1/8.8 MVar (Produz. attuale: 0 MVar)
3131 Ciclo aree ordine priorità n. 4
3132 Area 1 Generatore: N_030 --> 0.1 MVar. Totale generatore: 0.1/4.5 MVar (Produz. attuale: 0 MVar)
3133 Ciclo aree ordine priorità n. 5
3134 Area 1 Generatore: N_029 --> 0.1 MVar. Totale generatore: 0.1/6 MVar (Produz. attuale: 0 MVar)
3135 Ciclo aree ordine priorità n. 6
3136 Area 1 Generatore: N_034 --> 0.1 MVar. Totale generatore: 0.1/0.4 MVar (Produz. attuale: 0 MVar)
3137 Ciclo aree ordine priorità n. 7
3138 Ciclo aree ordine priorità n. 8
3139 Area 1 Generatore: N_027 --> 2.7756e-017 MVar. Totale generatore: 2.7756e-017/4 MVar (Produz. attuale: 0 MVar)
3140 Inizio ciclo gen per iteraz n. 1
3141 Ciclo aree ordine priorità n. 1
3142 Area 1 Generatore: N_030 --> 0.1 MVar. Totale generatore: 0.2/4.5 MVar (Produz. attuale: 0 MVar)
3143
3144 Regolazione di tensione riuscita.
----
```

5.6 Regolazione di corrente

L'unica variazione di reattiva è avvenuta alle ore 23:00. Anche in questo caso a diversi generatori è stato richiesto un aumento di 0.1 MVar per ciclo, fino ad ottenere la regolazione.

Infine, tramite i risultati in Excel è possibile analizzare in quali nodi sono avvenute variazioni di potenza attiva e reattiva e in quali istanti.

Per quanto riguarda la potenza attiva si può vedere come ad esempio nel primo feeder l'intervento sia avvenuto principalmente nei nodi 18 (in quantità elevate).

In un altro feeder in cui venivano riscontrate contingenze sono variate considerevolmente le potenze nei nodi 30, 31, 33, 34. Per ovvi motivi si tratta sempre di diminuzione dei valori di potenza, non vi è infatti alcun dubbio al riguardo in quanto i generatori partecipano appunto solo al taglio di generazione.

Così come per il nodo 18, anche il nodo 59 presenta una importante partecipazione alla regolazione, si tratta infatti in entrambi i casi di nodi che contengono generatori eolici che sono infatti quelli che partecipano alla regolazione con profilo di costo più basso.

A questo punto si può quindi fare un confronto con i risultati ottenuti con ADS per quanto riguarda la partecipazione alla regolazione con potenza attiva.

Il DADS riporta una permanenza delle congestioni di corrente sulle linee che vanno dai nodi 24-25 e 25-26 nei cinque intervalli di tempo dalle ore 2:00 alle 6:00 del mattino. In queste ore infatti sarebbe stato necessario complessivamente il taglio di ulteriori 5.794 MW per risolvere situazioni con linee congestionate con sovraccarico fino a 130.3 % delle ore 2:00.

Per quanto riguarda i livelli di tensione questi risultano tutti contenuti all'interno dei vincoli tecnici senza la regolazione di reattiva, quindi esclusivamente grazie alla regolazione di tacca dell'OLTC.

Per raggiungere questi risultati il DADS ha complessivamente richiesto la variazione di 25.63 MW, ai quali si possono sommare quelli che sarebbero ulteriormente serviti per la risoluzione delle congestioni così da trovare il fabbisogno totale che ammonta quindi a 31.4 MW.

Per quanto riguarda l'ottimizzazione con ADS bisogna considerare unitamente sia il contributo di potenza attiva che quello di reattiva, in quanto vi è una fondamentale differenza nell'esercizio del trasformatore OLTC, questo infatti durante l'ottimizzazione del ADS viene tenuto ad una tacca fissa e questo comporta una maggiore necessità di variazione di potenza per regolare i profili di tensione.

Infatti l'ADS prevede che il regolatore centralizzato possa richiedere ai generatori distribuiti una variazione del loro livello di potenza sia attiva che reattiva ai fini di regolare il livello di tensione, con il vincolo che all'interno dell'algoritmo di ottimizzazione la partecipazione con potenza reattiva ha associato un profilo di costo pari ad 1/6 di quello relativo alla potenza attiva. Questo significa che nel caso in cui ce ne sia disponibilità, l'ottimizzatore chiamerà in causa la variazione di reattiva per

regolare la tensione finchè questo resta economicamente conveniente. Dunque nel caso in cui per risolvere una congestione sia sufficiente meno di 1/6 di potenza attiva rispetto alla reattiva che sarebbe necessaria, l'ottimizzatore indicherebbe come regolazione conveniente quella di potenza attiva.

Dunque il fatto di avere per ADS l'OLTC con tacca bloccata impedisce realmente di fare un confronto diretto tra i livelli di potenza attiva messi in gioco dal regolatore, in quanto questa è chiamata in causa non solo per la regolazione di congestioni di corrente (come per DADS), ma anche per la regolazione dei livelli di tensione. E poiché nelle ore notturne del giorno in esame vi è permanenza di tensione sotto i limiti imposti, si può verosimilmente pensare che data la scarsa disponibilità generale della generazione distribuita, sia stato richiesto complessivamente lo sfruttamento di tutte le risorse (attive o reattive) presenti.

In entrambi i tipi di regolazione le ore notturne non riescono ad essere regolate in quanto, trattandosi di presenza di sottotensioni la necessità sarebbe quella di produrre più potenza (che sia attiva o reattiva) e in ogni caso i generatori non sono abilitati.

Dunque per quanto riguarda quanta potenza è stato necessario regolare nelle restanti ore della giornata in cui l'ottimizzazione è andata a termine, questa è pari ad una diminuzione complessiva di 30.6 MW.

I generatori ai nodi 18, 31 e 33 contribuiscono inoltre in piccola parte con un aumento di potenza reattiva, non per un controllo diretto della tensione, in quanto negli istanti in cui regolano di fatto non si avrebbero tensioni troppo basse, ma per un'azione congiunta con la diminuzione di potenza attiva. È possibile che una diminuzione di potenza attiva possa essere compiuta più di quanto sia strettamente necessario per risolvere le contingenze di corrente e ai fini di trovarsi a lavorare ben al di sotto del limite tecnico (infatti le linee che primario erano congestionate si troveranno poi al di sotto del limite, con valori intorno ai 80/90% di carico in linea). Per compensare questo forte abbassamento, che causerebbe un ulteriore abbassamento dei livelli di tensione, è plausibile che si sia nuovamente regolata la reattiva.

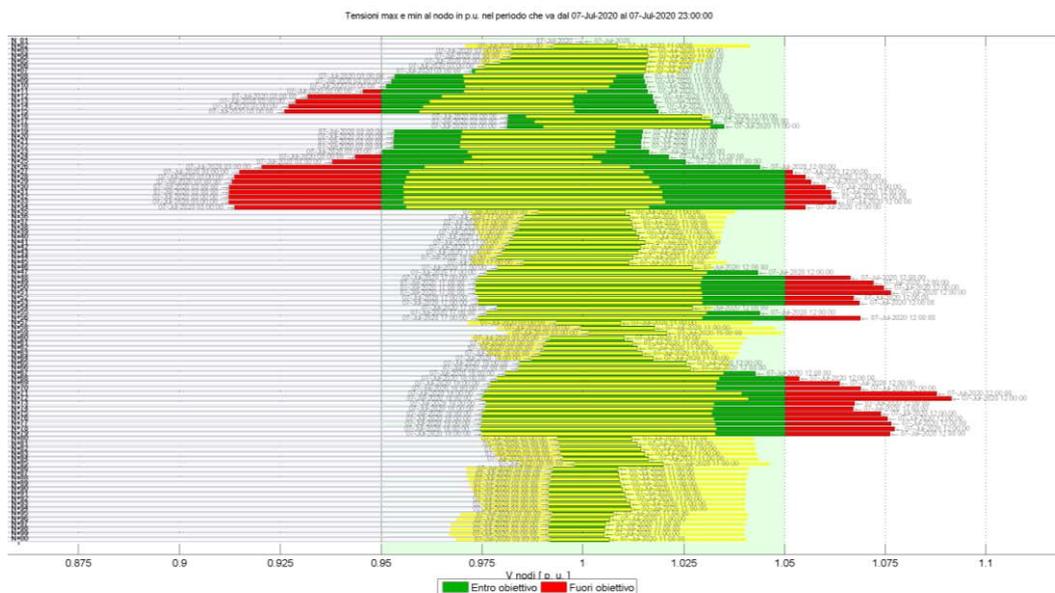
5.1.2 DADS 07/07/2020 con regolazione dei carichi attivi

Con le stesse ipotesi è stata fatta la simulazione nello stesso intervallo con tool DADS.

In questo caso dunque i profili dei carichi sono stati impostati come “AM_LOAD” ai quali corrispondono dei valori di costo in ogni istante superiore a quelli dei diversi tipi di generazione.

I carichi possono dunque partecipare alla regolazione di potenza attiva sia nel taglio che nell’extra-dispatching.

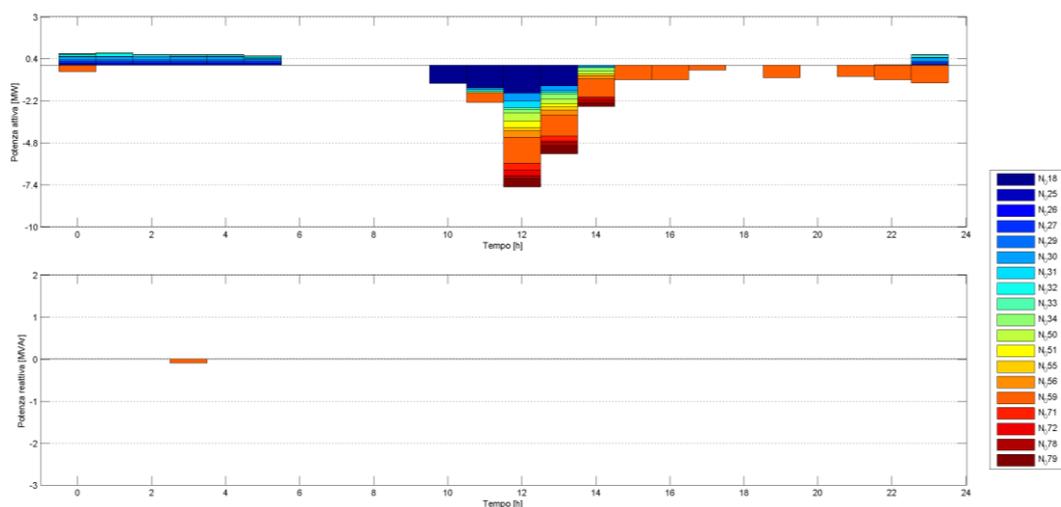
I profili di tensione ottenuti a seguito della regolazione sono i rappresentati in fig. 5.7.



5.7 Profili di tensione post ottimizzazione (giallo)

La gestione attiva ha riportato tutti i valori di tensione entro i limiti in ogni istante.

Come si vede nella figura 5.8 la regolazione di reattiva tuttavia è stata minima in quanto la regolazione della tensione avviene quasi interamente con lo spostamento della tacca dell’OLTC.



5.8 Potenza attiva e reattiva regolata

Un aspetto interessante inoltre è quello che, in questo caso, si vede come sia avvenuta regolazione di potenza attiva anche in aumento.

Come si può vedere nelle ore notturne (non oltre le 6:00 di mattina) è stata resa disponibile della potenza attiva in aumento, messa a disposizione dai carichi, che vengono regolati in modo da assorbire meno.

Per vedere in modo più approfondito quali carichi hanno partecipato alla regolazione e in che misura è necessario analizzare più attentamente il Logfile e il file Excel dei risultati.

Innanzitutto sul Logfile possiamo immediatamente riscontrare che questa simulazione con queste ipotesi è l'unico caso in cui si sia riusciti a portare a termini la regolazione sia di tensione che di corrente.

```

1 |Logfile della procedura di regolazione distribuita D-ADS.
2
3 |La regolazione di corrente e tensione ha successo
4 |in tutti i casi simulati (o non è stata necessaria).
5

```

Tenendo il parallelo con il caso senza partecipazione dei carichi, si riporta il Logfile dello stesso istante che era stato analizzato in precedenza.

```

26 Regolazione OLTC:
27 Nuova posizione tacca:5
28 Nuova tensione di riferimento:1.0281
29 Rilevate congestioni nei rami:
30 N_024-N_025
31 N_025-N_026
32 N_057-N_058
33 N_058-N_059
34
35
36 Prezzo iniziale dP positivo: 94
37 Prezzo iniziale dP negativo: 42
38
39 Inizio regolazione di corrente...
40
41 Inizio ciclo gen per iteraz n. 0
42 Ciclo aree ordine priorità n. 1
43 Area 1 Carico: N_025 --> 0.023104 MW. Totale carico: 0/-0.24 MW (Ass. attuale: -0.023104 MW)
44 Area 2 Carico: N_033 --> 0.0022282 MW. Totale carico: 0/-0.013333 MW (Ass. attuale: -0.0022282 MW)
45 Area 3 Generatore: N_059 --> -0.1 MW. Totale generatore: 3.0891/10.848 MW (Prod. attuale: 3.1891 MW)
46 Ciclo aree ordine priorità n. 2
47 Area 1 Carico: N_033 --> 0 MW. Totale carico: 0/-0.013333 MW (Ass. attuale: -0.0022282 MW)
48 Area 2 Carico: N_032 --> 0.037562 MW. Totale carico: 0/-0.38278 MW (Ass. attuale: -0.037562 MW)
49 Area 4 Generatore: N_059 --> -0.1 MW. Totale generatore: 2.9891/10.848 MW (Prod. attuale: 3.1891 MW)
50 Ciclo aree ordine priorità n. 3
51 Area 1 Carico: N_032 --> 0 MW. Totale carico: 0/-0.38278 MW (Ass. attuale: -0.037562 MW)
52 Area 2 Carico: N_031 --> 0.002971 MW. Totale carico: 8.6736e-019/-0.017778 MW (Ass. attuale: -0.002971 MW)
53 Area 3 Generatore: N_059 --> -0.1 MW. Totale generatore: 2.8891/10.848 MW (Prod. attuale: 3.1891 MW)
54 Ciclo aree ordine priorità n. 4
55 Area 1 Carico: N_031 --> 0 MW. Totale carico: 8.6736e-019/-0.017778 MW (Ass. attuale: -0.002971 MW)
56 Area 2 Carico: N_030 --> 0.1 MW. Totale carico: -0.57317/-1.0619 MW (Ass. attuale: -0.67317 MW)
57 Area 4 Generatore: N_059 --> -0.1 MW. Totale generatore: 2.7891/10.848 MW (Prod. attuale: 3.1891 MW)
58 Ciclo aree ordine priorità n. 5
59 Area 1 Carico: N_030 --> 0.1 MW. Totale carico: -0.47317/-1.0619 MW (Ass. attuale: -0.67317 MW)
60 Area 2 Carico: N_029 --> 0.1 MW. Totale carico: -0.57722/-1.1497 MW (Ass. attuale: -0.67722 MW)
61 Ciclo aree ordine priorità n. 6
62 Area 1 Carico: N_029 --> 0.1 MW. Totale carico: -0.47722/-1.1497 MW (Ass. attuale: -0.67722 MW)
63 Area 2 Carico: N_034 --> 0.018271 MW. Totale carico: 0/-0.10933 MW (Ass. attuale: -0.018271 MW)
64 Ciclo aree ordine priorità n. 7
65 Ciclo aree ordine priorità n. 8
66 Area 2 Carico: N_027 --> 0.1 MW. Totale carico: -0.77748/-1.465 MW (Ass. attuale: -0.87748 MW)
67 Ciclo aree ordine priorità n. 9
68 Area 2 Carico: N_026 --> 0.1 MW. Totale carico: -0.61207/-1.2266 MW (Ass. attuale: -0.71207 MW)
69 Ciclo aree ordine priorità n. 10
70 Area 2 Carico: N_033 --> 0 MW. Totale carico: 0/-0.013333 MW (Ass. attuale: -0.0022282 MW)
71
72 Congestioni non ancora risolte --> Nuovo token (stessa offerta)

```

5.9 Regolazione di corrente

Come si vede anche in questo caso a seguito dell'individuazione delle congestioni, vengono definiti i prezzi a cui il token richiederà la partecipazione. Esattamente come prima il prezzo per variazione dP negativa è relativo al costo del generatore eolico 059 che poi è appunto il primo che viene chiamato a tagliare la propria potenza attiva.

Quello che cambia invece è il prezzo relativo alla dP positiva che nel caso precedente era nullo, qui invece è pari a 94, che indica proprio il valore che assume in quel momento il profilo di costo relativo alla partecipazione dei carichi. Dunque si vede come vengano chiamati a diminuire il loro assorbimento diversi carichi tra il 26 e il 34, e questo, diversamente da quanto accadeva in precedenza, porta alla risoluzione delle congestioni.

```
434 Prezzo dP positivo: 0
435 Prezzo dP negativo: 145.36
436 Inizio ciclo gen per iteraz n. 3
437 Ciclo aree ordine priorità n. 1
438 Ciclo aree ordine priorità n. 2
439 Ciclo aree ordine priorità n. 3
440
441 Nessuna risposta... Token torna al gestore.
442
443 Prezzo dP positivo: 0
444 Prezzo dP negativo: 155.36
445 Inizio ciclo gen per iteraz n. 4
446 Ciclo aree ordine priorità n. 1
447 Area 1 Carico: N_016 --> -0.068736 MW. Totale carico: -0.095911/-0.095911 MVar (Ass. attuale: -0.027174 MW)
448 Area 2 Carico: N_017 --> -0.066827 MW. Totale carico: -0.13778/-0.13778 MVar (Ass. attuale: -0.070952 MW)
449 Area 3 Carico: N_018 --> -0.1 MW. Totale carico: -0.47747/-0.75472 MVar (Ass. attuale: -0.37747 MW)
450 Ciclo aree ordine priorità n. 2
451 Area 1 Carico: N_017 --> 0 MW. Totale carico: -0.13778/-0.13778 MVar (Ass. attuale: -0.070952 MW)
452 Area 2 Carico: N_018 --> -0.1 MW. Totale carico: -0.57747/-0.75472 MVar (Ass. attuale: -0.37747 MW)
453 Ciclo aree ordine priorità n. 3
454 Area 1 Carico: N_018 --> -0.1 MW. Totale carico: -0.67747/-0.75472 MVar (Ass. attuale: -0.37747 MW)
455 Area 2 Carico: N_017 --> 0 MW. Totale carico: -0.13778/-0.13778 MVar (Ass. attuale: -0.070952 MW)
456
457 Congestioni non ancora risolte --> Nuovo token (stessa offerta)
458 Inizio ciclo gen per iteraz n. 5
459 Ciclo aree ordine priorità n. 1
460 Area 1 Carico: N_016 --> 0 MW. Totale carico: -0.095911/-0.095911 MVar (Ass. attuale: -0.027174 MW)
461 Area 2 Carico: N_017 --> 0 MW. Totale carico: -0.13778/-0.13778 MVar (Ass. attuale: -0.070952 MW)
462 Area 3 Carico: N_018 --> -0.07725 MW. Totale carico: -0.75472/-0.75472 MVar (Ass. attuale: -0.37747 MW)
463 Ciclo aree ordine priorità n. 2
464 Area 1 Carico: N_017 --> 0 MW. Totale carico: -0.13778/-0.13778 MVar (Ass. attuale: -0.070952 MW)
465 Area 2 Carico: N_018 --> 0 MW. Totale carico: -0.75472/-0.75472 MVar (Ass. attuale: -0.37747 MW)
```

5.10 Aumento di prezzo per la dP

In nessun caso per il taglio di potenza attiva è stato richiesto l'intervento dei carichi, questo sarebbe avvenuto solo nel caso in cui il taglio dei generatori non fosse sufficiente, in quanto alla partecipazione dei carichi è associato un profilo di costo che è in ogni istante superiore a qualunque tipo di generazione distribuita.

Anche con ADS nel caso parallelo di fatto la partecipazione dei carichi non è mai stata sfruttata perché assorbissero più potenza (quindi per contribuire al taglio di potenza attiva), ma solo per l'extra-dispatching. Poiché i profili di costo utilizzati sono gli stessi anche in questo caso i carichi, essendo più "costosi", partecipano solo laddove i generatori non sono abilitati a partecipare.

5.1.3 DADS 07/07/2020 con regolazione del sistema di storage

Per tenere conto della regolazione con il sistema di storage in DADS è stato necessario sfruttare l'ottimizzazione già effettuata da ADS.

Una funzione di ADS consente di salvare dai risultati ottenuti un nuovo file della rete e uno contenente i profili ottimizzati relativi ai generatori che hanno partecipato alla regolazione e quelli relativi alla partecipazione del sistema di accumulo. In particolare di quest'ultimo vengono salvati due nuovi profili di coefficienti che mostrano l'andamento della potenza reattiva e del profilo di energia del sistema di accumulo.

In questo modo si può pensare di utilizzare i risultati ottenuti dalla simulazione con ADS per vedere come si comporta il sistema di accumulo in DADS. Infatti così come è avvenuto per la simulazione con ADS ci si aspetta che consentendo la regolazione ai generatori e al sistema di accumulo solamente, quest'ultimo potrà intervenire principalmente in due situazioni alle quali i generatori non possono invece partecipare, ovvero la regolazione di potenza attiva in segno positivo (quindi l'extra-dispatching) e la partecipazione in orari quali la notte o la mattina in cui la generazione, prevalentemente di tipo fotovoltaico, non può contribuire per mancanza di disponibilità.

Il sistema di storage è stato mantenuto al nodo 31, ovvero nel feeder che presenta le maggiori problematiche nella rete.

Le simulazioni con storage sono state effettuate con intervallo di 15 minuti e non un'ora per due motivi, in primo luogo in questo modo l'analisi dei risultati è più precisa ed accurata, in secondo luogo perché l'utilizzo della funzione di salvataggio dei profili ottimi dopo l'esecuzione dell'ottimizzazione presenta delle limitazioni quando il passo scelto è superiore ai 15 minuti, in quanto questo è il passo standard delle librerie di profili delle reti di riferimento.

Infatti provando il salvataggio del profilo con una simulazione con passo un'ora questo potrebbe comportare uno shift del profilo salvato rispetto a quello predefinito. L'ottimizzatore potrebbe erroneamente mantenere lo stesso valore di set point ottimo per un'ora intera quando magari invece questo era relativo ad un solo intervallo di 15 minuti.

Questo significa che fare questa ottimizzazione con intervallo di un'ora non darebbe un risultato totalmente errato, ma comunque parecchio impreciso.

La prova che è stata fatta con DADS quindi prevedeva l'utilizzo della medesima rete industriale, ma al sistema di accumulo sono stati riferiti i profili ottimizzati relativi all'andamento della reattiva e dell'energia calcolati dalla simulazione con ADS.

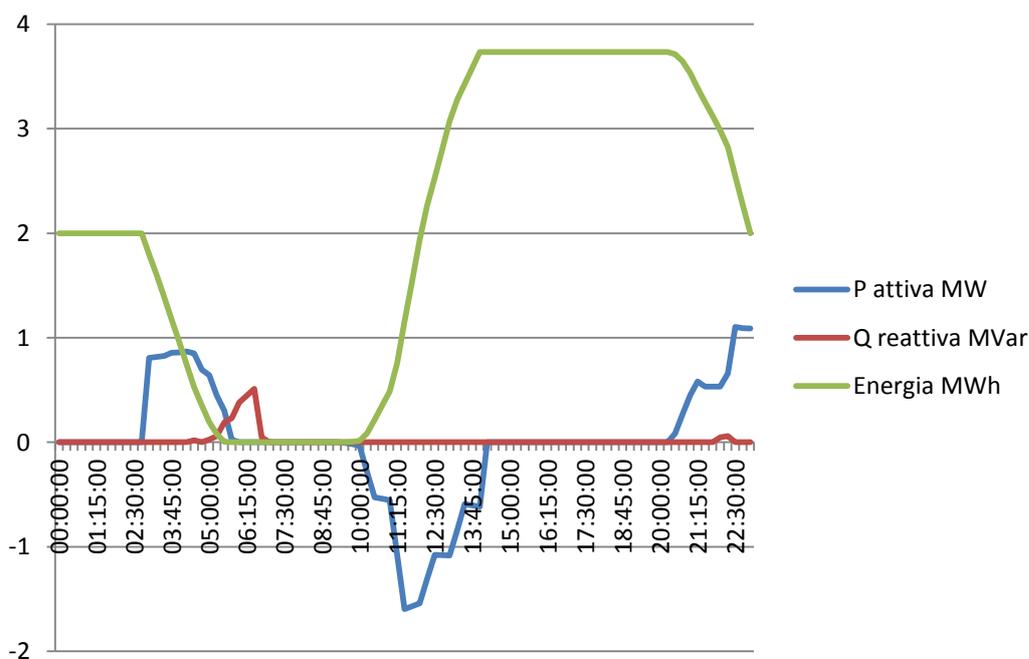
In questo modo sarebbe stato possibile imporre i nuovi profili ottimizzati anche ai generatori, ma questo, trattandosi di un programma che segue delle logiche alla base comunque diverse, non avrebbe avuto molto senso.

Dunque la regolazione con DADS in esame prevedeva molto semplicemente la partecipazione alla regolazione da parte dei generatori (esattamente nelle misure e con gli stessi profili visti precedentemente) e in più considera un nuovo elemento passivo quale il sistema di accumulo che si comporta in base ai profili salvati.

Questo dunque interviene regolando la potenza attiva e reattiva in base ai profili salvati rispettivamente di energia e reattiva.

Il tool infatti calcola i coefficienti ottenuti post ottimizzazione e moltiplicandoli per i profili di energia ottiene l'andamento della potenza.

Con ADS si era ottenuto un andamento che complessivamente dava una regolazione totale di potenza attiva da parte dello storage praticamente nulla, in quanto questo nell'arco della giornata partecipa sia come carico che come generatore. L'andamento relativo alle grandezze messe in gioco è il rappresentato in fig 5.11.



5.11 Profili relativi all'accumulo

Utilizzare gli stessi profili significa che anche in DADS lo storage manterrà questo comportamento relativo alla regolazione di potenza reattiva e attiva. Negli istanti in

cui il valore della potenza attiva è positivo significa che l'accumulatore sta producendo più potenza per alzare il livello complessivo (infatti questo avviene negli istanti in cui le tensioni sono solitamente troppo basse e non vi sono generatori disponibili a regolare), mentre con valore negativo significa che lo storage sta contribuendo al taglio della potenza attiva. Allo stesso modo la regolazione di reattiva è avvenuta in verso opposto a quello consentito ai generatori, proprio negli istanti in cui i valori di tensione risultano troppo bassi (ovvero intorno alle 6:00 di mattina e alle 22:00/23:00 di sera). Prima delle ore 2:45 i livelli restano pari a zero in quanto l'ottimizzazione non è andata a termine, probabilmente per il fatto che non essendoci disponibilità dei generatori, la regolazione del solo sistema d'accumulo sarebbe comunque risultata non sufficiente.

L'intervento dello storage è stato significativo dunque nella risoluzione delle congestioni tra le ore 2:45 e le 6:00 e infine nelle ore serali. Queste infatti nel caso di intervento dei soli generatori restavano congestionate.

Allo stesso modo con DADS con mancanza del sistema d'accumulo le linee 24-25-26 restano congestionate ancora dopo le 6:00, ovvero fino a quando non inizia ad esserci disponibilità dei generatori.

Con lo storage invece, questo riesce ad arginare la presenza di contingenze dalle ore 3:00 in poi.

Risulta interessante il fatto che la stessa regolazione con ADS garantisca assenza di contingenze già dalle ore 2:45. In questo ulteriore quarto d'ora infatti il DADS, nonostante utilizzi gli stessi profili dello storage e nonostante non ci sia partecipazione di generatori, indica una permanenza delle congestioni tra le 2:45 e le 3:00. Per capire cosa può far sì che in questo quarto d'ora il risultato differisca è necessario specificare che l'unica reale differenza tra le due situazioni è il livello di tensione iniziale. Infatti il ADS parte con tacca fissa pari a +6, mentre il DADS per quell'istante ha tacca dell'OLTC su +4 e parte quindi da un livello di tensione superiore.

CAPITOLO 6

Confronto

6.1 Obiettivi del controllo di gestione

L'obiettivo di questo genere di gestione sarebbe quello di passare da una domanda di partecipazione passiva e inelastica, ad un nuovo paradigma in cui i consumatori interagiscono con la rete partecipando ai mercati elettrici e in cui il gestore centrale sia in grado di osservare i dati relativi al profilo di consumo dei singoli utenti.

L'idea è proprio quella di sviluppare tecnologie che, in combinazione con lo sviluppo di questo sistema di pricing, rendano automatica la reazione ai segnali di prezzo senza richiedere una partecipazione costante da parte del consumatore.

I benefici attesi per i partecipanti al sistema di distribuzione sono molteplici. Ad esempio, in questo modo potrà essere calcolata e messa alla prova la capacità delle reti attuali in modo da evidenziare i limiti dell'integrazione dei generatori distribuiti. Inoltre potrà essere stimato l'investimento necessario, in modo da quantificare non solo le barriere di tipo tecnico, ma anche quelle economiche che si pongono di fronte allo sviluppo delle risorse attive.

Per questo motivo il fatto di testarne il funzionamento su scenari che presentino combinazioni differenti di correnti e comportamenti, che tengano conto anche dei trend e degli sviluppi futuri del sistema di distribuzione, riesce a dare una panoramica completa delle potenzialità e dei limiti dei tool.

Dalle simulazioni effettuate si è riscontrata frequentemente la presenza di sottotensioni che si ipotizza possano essere state causate dalla carica simultanea di veicoli elettrici nello stesso momento della giornata. Si è visto come queste situazioni potranno essere di fatto contenute con l'azione congiunta di regolazione di potenza e di ridistribuzione dei profili di carico.

Le funzioni di ottimizzazione del DMS consentono l'aumento della capacità del sistema con meno spesa di capitale di quanto avviene attualmente.

Dalle simulazione è emerso chiaramente che nella situazione attuale la rete non è in grado di sostenere l'integrazione delle risorse rinnovabili distribuite nell'anno considerato e che di fatto dovranno essere intraprese delle azioni a riguardo.

La pianificazione delle reti tradizionali prevedrebbe la costruzione di nuove linee o l'upgrade di quelle esistenti, ovvero le cosiddette *network solutions*.

Questa nuova gestione consentirebbe infatti l'implementazione delle *no-network solutions*, soluzioni dunque alternative a quelle tradizionali che consentono l'analisi di diversi tipi di intervento e di soluzioni operative.

Infatti l'obiettivo che sta alla base del poter fare diverse prove con diverse soluzioni e approcci che siano concettualmente diverse è quello di confrontare i costi di sistema, gli investimenti richiesti ai proprietari dei sistemi di generazione distribuita al fine di compiere delle scelte che siano quanto più possibile oggettive e trasparenti.

In questa applicazione si è ipotizzato che i convertitori di potenza siano sufficientemente sovradimensionati in modo da poter iniettare potenza reattiva anche quando i generatori stanno producendo la potenza attiva nominale.

Il fatto che le simulazioni siano state effettuate in un anno non troppo distante fa percepire che il sistema di distribuzione si sta avvicinando ad un punto critico oltre il quale le operazioni di tipo passivo non sono più praticabili ed economiche.

L'obiettivo del sistema di gestione attiva delle reti di distribuzione è quello di far partecipare i consumatori al mercato elettrico ai fini di ottenere un sistema di distribuzione con poco sfruttamento di risorse da combustibili fossili, efficace dal punto di vista economico, competitivo e affidabile.

L'algoritmo è in grado di trovare soluzioni che consentano l'aumento della capacità della rete e migliorarne l'efficienza.

Infatti a questo proposito, la presenza di simulazioni di casi di gestione attiva comparate con la gestione passiva, consentirà di superare un grande ostacolo relativamente all'integrazione delle nuove tecnologie di pianificazione delle reti distribuite attive.

6.2 Differenze ADS e DADS

6.2.1 Centralizzato-distribuito

La differenza tra i due tool è prettamente concettuale, infatti è proprio l'idea alla base che differisce.

ADS ha come approccio una gestione di tipo centralizzato, ovvero l'idea è quella di avere un DMS che gestisce i dati in entrata e in funzione di questi e dei calcoli di gestione fornisce in uscita il comportamento che devono avere i diversi elementi attivi della rete per soddisfare i vincoli tecnici ed economici.

Il DMS quindi funziona come un controllore centralizzato che analizza dall'alto la situazione e impone uno schema di funzionamento e gestione della rete di distribuzione.

Questo fa presupporre che la soluzione trovata da ADS, ovvero il punto ottimo di funzionamento all'interno della rete sia stato ricercato tra tutte le possibili combinazioni e sia dunque la migliore ottimizzazione che si possa ottenere, in quanto tiene conto di tutte le risorse distribuite presenti sulla rete, e tra queste sceglie di interpellare in percentuali differenti quelle che offrono una soluzione energeticamente ed economicamente conveniente. Si tengono infatti in considerazione anche le perdite sulle linee all'interno dell'algorithm ottimizzato e dunque nell'analisi dei flussi di potenza che si dovranno avere verranno preferiti i percorsi a bassa resistenza che possano comportare basse perdite, in quanto anche questa voce contribuisce ad aumentare il costo complessivo della gestione (ovvero la funzione obiettivo).

Il DADS invece interPELLA una per una le risorse attive distribuite che si trovano nell'area di pertinenza e che possono dunque partecipare alla regolazione.

L'approccio è evidentemente abbastanza diverso. Questo consente di non imporre una decisione da parte dell'organismo centrale, ma lascia alle risorse distribuite la possibilità di scegliere se partecipare o meno alla regolazione. Si crea insomma anche in questo caso, così come ormai accade per il consumo di energia elettrica, una sorta di mercato elettrico finalizzato allo scambio di flussi di potenza attiva e reattiva ai fini di fornire i servizi di rete quali regolazione di tensione e di corrente e dunque risoluzione delle congestioni.

6.2.2 Trasformatore variatore sotto carico

Si è potuto constatare che, in molti casi, il fatto di partire da regolazione con tacca del trasformatore variatore sotto carico (OLTC) impostata in modo differente abbia influito molto sui risultati ottenuti.

Più volte questo ha comportato un vero e proprio diverso assetto nella regolazione della stessa rete.

Tuttavia nei due casi si partiva appunto da presupposti differenti. Infatti la regolazione di potenza reattiva nel caso del DADS è pressochè nulla in quanto i valori di tensione vengono riportati entro i limiti quasi sempre con il solo intervento della variazione di tacca dell'OLTC.

Invece ADS richiama la regolazione congiunta di potenza attiva e reattiva per entrambe le regolazioni di tensione e di corrente. Dato che in alcuni momenti la tensione assume valori ben al di fuori dei vincoli tecnici, è plausibile pensare che buona parte della regolazione di potenza attiva e reattiva sia destinata proprio alla regolazione di tensione (diversamente da DADS).

Questa è la principale motivazione con cui è possibile spiegare il fatto che la potenza regolata richiesta sia stata praticamente sempre superiore nel caso di ADS.

Infatti non si tratta solamente di quantità di potenza regolata, ma è ovviamente importante capire a cosa questa sia destinata.

Per ADS la scelta di tenere la tacca dell'OLTC fissa è data dal fatto che l'intenzione è quella di studiare l'assetto della rete così com'è in modo da poter pianificare una possibile ottimizzazione dei punti di lavoro, tenuto conto delle diverse possibili variabili da potenziare. L'idea è quindi quella di analizzare la struttura della rete e la possibilità che questa possa sostenere un certo equilibrio di carico e generazione nel futuro senza interventi infrastrutturali.

Il DADS, considerando anche l'azione della variazione di tacca dell'OLTC, simula invece una possibile gestione in tempo reale, in quanto, ai fini di limitare lo sfruttamento delle risorse attive, attinge prima ad un tipo di regolazione "tradizionale".

Questo fa pensare che evidentemente un'integrazione dei due funzionamenti potrebbe dare un panorama completo delle potenzialità e della effettiva capacità della rete tenuto conto delle risorse attive di cui dispone.

6.2.3 Gestione nel funzionamento ordinario

In ADS nel caso in cui sia spuntata l'opzione di ottimizzazione con le perdite di potenza, queste verranno calcolate e considerate per ogni intervallo in quanto è prevista la regolazione attiva anche nel funzionamento ordinario, nel caso in cui il costo delle perdite diventi maggiore degli oneri da corrispondere al GD .

Anche questa rappresenta una differenza nella gestione dei due tool e potrebbe contribuire a motivare il fatto che nella gestione con ADS le risorse attive abbiano messo in gioco più potenza, poiché queste sono preposte a partecipare anche in assenza di congestione nel caso in cui questo sia economicamente conveniente. Questo tipo di gestione attiva anche in funzionamento ordinario non è invece supportato da DADS.

Questo aspetto infatti può fare intendere che l'algoritmo di ottimizzazione utilizzato da ADS tenga conto ad ogni iterazione di tutta la situazione della rete e dell'andamento di tutte le variabili.

Il DADS considera singolarmente di volta in volta un tipo di congestione (di tensione o corrente) e un solo tipo di regolazione di potenza (di reattiva o attiva), mentre l'ADS mette a disposizione la regolazione sia di potenza attiva che reattiva per la risoluzione sia di problematiche relative alla tensione, alla corrente e anche durante il funzionamento senza congestioni.

Infatti l'ADS prevede la risoluzione di congestioni di tensione anche tramite la regolazione di potenza attiva anche se il funzionamento è valutato come più "costoso" e quindi non preferibile.

Normalmente costa molto di più tagliare la P attiva dei generatori rispetto al costo dell'energia/perdite (per le diverse tipologie di generazione costa almeno 2 volte di più) quindi difficilmente anche con la minimizzazione delle perdite abilitata conviene tagliare i generatori per ridurre le perdite.

Rendendo i costi delle perdite e GC confrontabili allora l'ottimizzatore può usare la regolazione di potenza attiva per ridurre le perdite, oppure anche se le perdite diventano molto grandi (ad esempio nel caso in cui i generatori regolino producendo molta potenza reattiva per cui le perdite in rete aumentano).

Inoltre, anche in assenza di utilizzo delle perdite nell'ottimizzazione, i coefficienti di costo relativi ai flussi delle linee, che in tal caso dovrebbero essere teoricamente nulli, in realtà non lo sono perché per ragioni di corretta convergenza è necessario che nessun peso della F.O. abbia valore nullo. Per questo motivo i pesi "teoricamente nulli" hanno in realtà dei valori maggiori di zero, anche se piccoli.

Dunque verrà prodotta una ulteriore extra riduzione di P attiva per ridurre le perdite “fittizie” che i costi non nulli fanno vedere alla minimizzazione così impostata.

6.2.4 Gestione dei sistemi di accumulo

Per quanto riguarda l'utilizzo dei sistemi di storage, si è visto come questo, nelle simulazioni, sia stato allocato strategicamente nella rete in modo da consentire all'ottimizzatore di trovare un buon compromesso tra la necessità di minimizzare i costi operazionali e quella di migliorare l'efficienza complessiva della distribuzione di potenza.

Infatti si è visto come la partecipazione alla regolazione di un sistema d'accumulo abbia diminuito l'energia che doveva essere tagliata e le perdite Joule.

L'ADS prevede anche la gestione degli accumulatori nella rete, il loro funzionamento è simile a quello delle altre risorse attive (generatori e carichi) ma tiene in considerazione il livello di energia del sistema stesso. Infatti la regolazione della potenza attiva è limitata dal livello di potenza disponibile e dal fatto che questo debba tornare ad assumere il valore iniziale alla fine dell'orizzonte temporale indicato.

Questo pone sicuramente un limite, ma la regolazione tramite storage resta comunque particolarmente interessante soprattutto perché può fornire potenza attiva nei due segni, ovvero può sia assorbire che fornire potenza (proprio come un carico o un generatore).

DADS non prevede ancora la gestione del sistema di accumulo, ma è stato possibile in ogni caso tenerlo in considerazione come fosse un carico fisso salvando i profili di funzionamento dell'accumulatore da ADS come mostrato al capitolo 5.1.3.

Anche questo aspetto dimostra come di fatto sia possibile utilizzare i due tool in modo combinato in modo da verificare se una soluzione che era valida per uno può portare a risultati soddisfacenti anche con il secondo tool.

6.2.5 Effetti collaterali nella regolazione

In definitiva si è visto come in praticamente tutti i casi si ha più spesa di potenza sia attiva che reattiva con gestione con ADS, questo può essere giustificato come spiegato precedentemente.

Infatti nel controllo di gestione analizzato, il modo di quantificare la “spesa” necessaria nei diversi casi con i due tipi di regolazione è dato dalla potenza attiva e reattiva che è stata richiesta alle risorse attive.

Si è visto come in certi casi il tool ADS abbia effettuato una regolazione superiore a quello che sarebbe stato strettamente necessario. Questo ha portato a regolare più potenza dell’indispensabile e talvolta ha causato la permanenza delle congestioni.

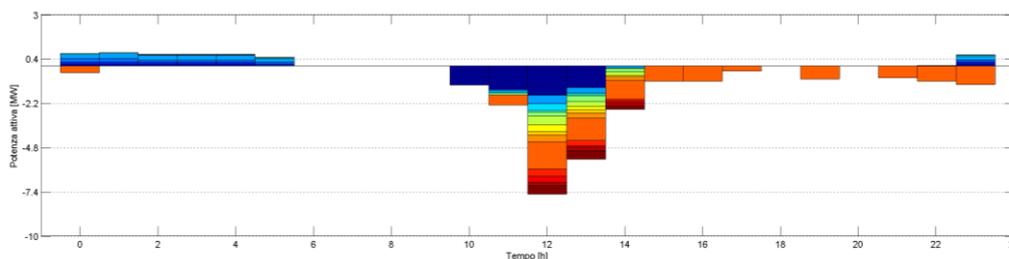
Il fenomeno appena discusso è stato causato in buona parte da un presenza di margine nel senso della sicurezza per quanto riguarda la regolazione. Contribuiscono inoltre la presenza di altri tipi di regolazione che possono causare altre variazioni di variabili diverse da quelle prefissate come obiettivo.

Nel caso in cui è stata simulata la partecipazione alla regolazione di generazione e carichi sono stati ottenuti due diversi assetti relativi alla variazione di potenza attiva.

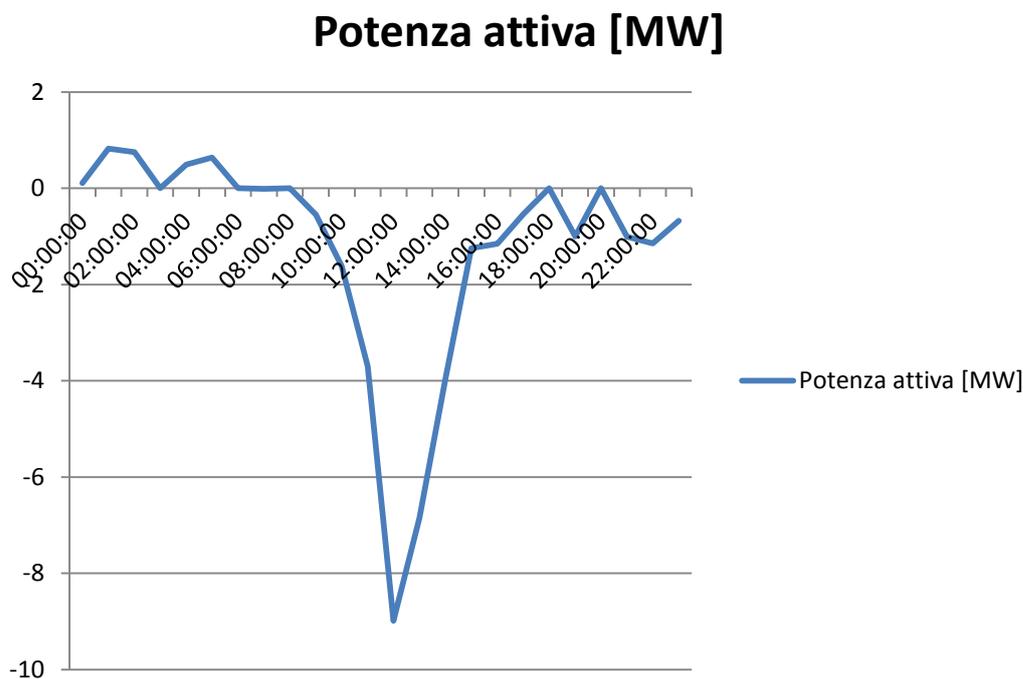
Il DADS ha fornito la variazione di potenza da risorse attive mostrata in fig. 6.1. Questa ha avuto il solo scopo di regolare le congestioni di corrente. La regolazione di potenza attiva con ADS è invece rappresentata in fig. 6.2.

Come si vede l’andamento è simile: in entrambi i casi è avvenuta una regolazione con aumento di potenza nelle ore notturne fino alle 6:00 del mattino e si è avuto invece un picco di taglio di potenza nella parte centrale della giornata.

Tuttavia la regolazione in ADS si è spinta fino a un taglio di quasi 9 MW mentre con DADS sono stati di poco superati i 7.4 MW.



6.1 Potenza attiva regolata con DADS



6.2 Potenza attiva regolata con ADS

Il motivo è dato da una commistione degli argomenti trattati fino a questo punto. Può avere sicuramente influito il fatto che ADS sfrutti la variazione di potenza attiva anche per la regolazione di tensione.

Un altro motivo che può spiegare questa differenza è l'utilizzo di coefficienti di riduzione della portata per quanto riguarda i vincoli di portata nella programmazione lineare appositamente per compensare l'approssimazione delle equazioni. Il comportamento può essere inoltre imputato ad una riduzione extra di potenza a causa delle perdite, che anche se non presenti, devono essere considerate per la funzione obiettivo necessariamente con un costo non nullo.

Conclusioni e possibili sviluppi futuri

Questo lavoro di tesi è stato volto fundamentalmente allo studio e all'analisi delle potenzialità di due tool che hanno come obiettivo la gestione dei servizi di rete tramite l'utilizzo delle risorse attive distribuite in ottica di smart grids.

Le simulazioni svolte sulla rete industriale nell'anno 2020 hanno avuto come principale obiettivo quello di ottenere un'idea dell'hosting capacity delle reti in modo da evidenziare eventuali ostacoli e limiti all'integrazione della generazione distribuita.

Nel contesto degli studi sul tema delle smart grids, questo lavoro ha voluto rendere l'idea di come sarebbe la gestione delle reti in un'ottica di mercato dell'energia che preveda un meccanismo di retribuzione dei servizi ancillari che gli utenti possono fornire alla rete. Infatti, considerare oltre ai limiti tecnici per la regolazione di tensione e corrente anche quelli economici, consente di avere una percezione più precisa di quella che potrebbe essere una rete attiva del futuro.

Per quanto riguarda lo studio parallelo del modello di gestione centralizzata e distribuita, si è visto come questi siano concettualmente diversi e come quindi possano essere destinati a funzioni diverse. Entrambi sono stati utili all'individuazione dei limiti della rete in esame, intesi come situazioni estreme della rete che impedirebbero, in assenza di alcun tipo di intervento, il mantenimento delle funzionalità e delle garanzie di qualità e sicurezza della rete stessa.

In secondo luogo questo studio ha messo a confronto due possibilità di approccio alla gestione. Una volta individuata la congestione di tensione o di corrente è stata prevista in un primo tempo una regolazione di tipo centralizzato nella quale un operatore di sistema, tramite gli input ricevuti relativi alla rete e ai suoi elementi, trova e impone un assetto ottimizzato derivante dall'analisi di tutti i possibili punti di lavoro.

In un secondo momento lo stesso tipo di analisi è stato fatto in un'ottica di gestione distribuita che prevede dunque la possibilità di interpellare per la regolazione con il sistema del token-ring le risorse attive più vicine alla congestione, utilizzando come ordine di priorità quello ottenuto tramite i segnali di costo.

Uno spunto per un lavoro futuro potrebbe essere quello di integrare queste due funzionalità, al fine di ottenere uno studio di gestione che possa comprendere sia un'analisi di lungo/medio periodo, volta a valutare la necessità di interventi infrastrutturali e le potenzialità della rete, e uno studio in tempo reale che possa permettere di gestire le componenti elettriche della rete tramite dei segnali.

Un altro aspetto da approfondire sarà inoltre il funzionamento e l'organizzazione dei sistemi di accumulo, i quali nella gestione distribuita, non sono ancora stati implementati come risorsa attiva partecipante alla regolazione, ma vengono utilizzati come elemento passivo utilizzando dei profili di funzionamento calcolati separatamente.

L'obiettivo in questo caso sarà di riuscire a tenere in considerazione i dati relativi al sistema di accumulo e la necessità che questo tenga conto di un intervallo di funzionamento più ampio rispetto alla regolazione istantanea. Infatti dovrà essere garantito che il livello di carica totale della batteria resti poi sempre lo stesso.

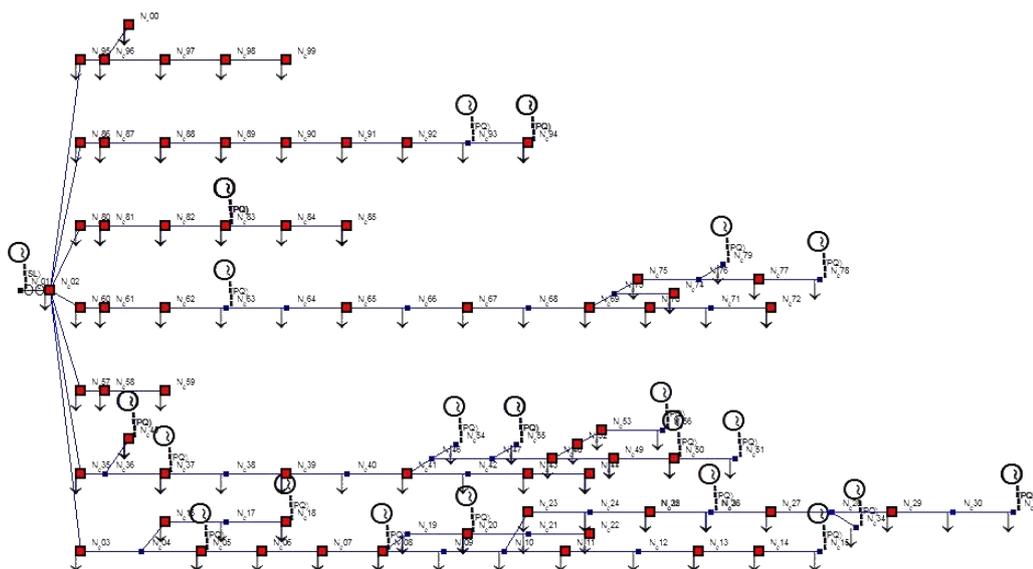
Bibliografia

- N. Jenkins, G. Strbac and J. Ekanayake, *Distributed Generation*, United Kingdom, Institution Of Engineering And Technology, 2010.
- Stephen F. Bush, Amit B. Kulkarni, *Active Networks and Active Network Management*, Manu Malek, 2001.
- Assoautomazione-Intel, Anie, Pinceti, *Scada per sistemi elettrici*, Franco Angeli, 2003.
- A. Bracale, R. Caldon, M. Coppo, D. Dal Canto, R. Langella, G. Petretto, F. Pilo, G. Pisano, D. Proto, S. Ruggeri, S. Scalari, R. Turri, “Active Management of Distribution Networks with the ATLANTIDE models”, 8th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion, MEDPOWER 2012, Cagliari, 1-3 Oct. 2012.
- EnergyLab, *Smart Grid. Le reti elettriche di domani*, Roma, GieEdizioni, 2011
- F. Pilo, G. Pisano, S. Ruggeri, S. Scalari, D. Dal Canto, G. Petretto, A. Testa, R. Langella, L. Feola, R. Caldon, R. Turri, M. Coppo, “Applications of DMS in the ATLANTIDE project: models and tools”, 22nd International Conference on Electricity Distribution Stockholm, 10-13 June 2013.
- A. Bracale, R. Caldon, G. Celli, M. Coppo, D. Dal Canto, R. Langella, G. Petretto, F. Pilo, G. Pisano, D. Proto, S. Scalari, R. Turri, “Analysis of the Italian Distribution System Evolution through Reference Networks”, 2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), Berlin

- F. Pilo, G. Pisano, S. Scalari, D. Dal Canto, A. Testa, R. Langella, R. Caldon, R. Turri, “Atlantide- digital archive of the italian electric distribution reference networks”, CIRED Workshop , Lisbon 29-30 May 2012.
- E. Ela, *Using Economics to Determine the Efficient Curtailment of Wind Energy*, Colorado, February 2009.
- D.A. Roberts, *Network management systems for active distribution networks*, SP Power systems ltd, Scottishpower plc, 2004.
- <http://www.enea.it/it/produzione-scientifica/EAI/anno-2011/n.-6-2011-novembre-dicembre-2011/considerazioni-economiche-sulla-produzione-di-energia-eolica>
- R. Marchesi, P. Bombarda, F. Bresciani, A. Casalegno, M. Guilizzoni, A. G. Manfredi, P. Escobar, A. Rota, M. Zago, “Costi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili”, Rapporto commissionato da AEEG al Politecnico di Milano - Dipartimento di Energia, Luglio 2013.
- H. Lee Willis, Walter G. Scott, *Distributed Power Generation planning and evaluation*, Marcel Dekker, 2000.

Appendice A

File dati della rete



- Trasformatore OLTC

Transf ID	Transf Type	HV Node	LV Node	Vrated1 [kV]	Vrated2 [kV]	Vrif [pu]	Tap
T_001	127/16.2_25	N_001	N_002	132	15	1.00	6.00

- Sistemi d'accumulo

Es ID	Node	Carica minima [rel]	Carica massima [rel]	Inverter_Type	Es Type
ES_001	N_031	0.0	1.0	INV_1.0_15_halfcirc	REDOX_VRB_2_4
Profile Type E	Profile Type Q	Year	AM_PCh	AM_Pdis	AM_Q
ES_E_ads1	ES_Q_ads1	0	P_ES_Ch	P_ES_Dis	Q_ES

Gestione centralizzata e distribuita di reti elettriche di distribuzione attive

- Carichi

Load ID	Node	Pn [MW]	Qn [Mvar]	Fu	Load Type	Nonlinear_Profile	AD_response Type	Year	Active Management	Transf Type	Tap	Cosphi_lv	Numero Utenti
Load_002_BT	N_002	0.027	0.013	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_003_BT	N_003	0.014	0.004	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_005	N_005	0.298	0.145	1	IND	IND	default	0	NO_AM	15/0.4_0.4	0	0.9	1
Load_005(1)_BT	N_005	0.135	0.065	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_006_BT	N_006	0.014	0.006	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_007	N_007	0.451	0.218	1	COM	COM	default	0	NO_AM	15/0.4_0.63	0	0.9	1
Load_007(1)_BT	N_007	0.135	0.065	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_008_BT	N_008	0.130	0.063	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_008(1)	N_008	1.901	0.921	1	IND	IND	default	0	NO_AM			0.9	1
Load_009	N_009	0.314	0.152	1	COM	COM	default	0	NO_AM	15/0.4_0.4	0	0.9	1
Load_010	N_010	0.565	0.274	1	COM	COM	default	0	NO_AM	15/0.4_0.63	0	0.9	1
Load_011_BT	N_011	0.302	0.146	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.4	0	0.9	1
Load_012	N_012	0.035	0.017	1	COM	COM	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_013_BT	N_013	0.286	0.138	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.4	0	0.9	1
Load_013(1)	N_013	0.104	0.047	1	IND	IND	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_014_BT	N_014	0.243	0.117	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.4	0	0.9	1
Load_015	N_015	0.020	0.010	1	COM	COM	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_016_BT	N_016	0.086	0.042	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_017	N_017	0.124	0.060	1	IND	IND	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_018	N_018	0.630	0.305	1	IND	IND	default	0	NO_AM			0.9	1
Load_018(1)_BT	N_018	0.054	0.009	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_019	N_019	0.160	0.074	1	IND	IND	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_019(1)	N_019	0.473	0.229	1	COM	COM	default	0	NO_AM	15/0.4_0.63	0	0.9	1
Load_020_BT	N_020	0.216	0.105	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_020(1)	N_020	0.224	0.108	1	IND	IND	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_020(2)	N_020	0.013	0.006	1	COM	COM	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_020(3)	N_020	0.124	0.057	1	IND	IND	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_021	N_021	0.166	0.080	1	IND	IND	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_022_BT	N_022	0.135	0.064	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_023_BT	N_023	0.135	0.065	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_024	N_024	0.054	0.026	1	COM	COM	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_024(1)	N_024	0.042	0.020	1	COM	COM	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_025_BT	N_025	0.216	0.105	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_026	N_026	0.068	0.033	1	COM	COM	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_026(1)	N_026	0.136	0.066	1	IND	IND	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_027_BT	N_027	0.149	0.072	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_029_BT	N_029	0.135	0.064	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_030	N_030	0.056	0.026	1	COM	COM	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_031	N_031	0.016	0.008	1	COM	COM	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_032_BT	N_032	0.351	0.152	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.4	0	0.9	1
Load_033	N_033	0.012	0.006	1	COM	COM	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_034	N_034	0.098	0.048	1	COM	COM	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_035	N_035	0.072	0.035	1	COM	COM	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_035(1)_BT	N_035	0.135	0.065	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_037_BT	N_037	0.149	0.072	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_037(1)	N_037	0.245	0.119	1	IND	IND	default	0	NO_AM	15/0.4_0.4	0	0.9	1
Load_038	N_038	0.224	0.108	1	IND	IND	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_039	N_039	0.240	0.112	1	IND	IND	default	0	NO_AM	15/0.4_0.4	0	0.9	1
Load_039(1)_BT	N_039	0.135	0.065	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_039(2)	N_039	0.067	0.026	1	COM	COM	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_040	N_040	0.200	0.097	1	IND	IND	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_041_BT	N_041	0.054	0.026	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_042	N_042	0.066	0.031	1	COM	COM	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_043_BT	N_043	0.186	0.085	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_044_BT	N_044	0.394	0.191	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.63	0	0.9	1
Load_044(1)	N_044	0.060	0.029	1	COM	COM	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_044(2)	N_044	0.060	0.028	1	COM	COM	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_045	N_045	0.280	0.136	1	IND	IND	default	0	NO_AM	15/0.4_0.4	0	0.9	1
Load_045(1)	N_045	0.004	0.002	1	COM	COM	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_045(2)_BT	N_045	0.135	0.065	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_045(3)	N_045	0.176	0.065	1	IND	IND	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_048_BT	N_048	0.057	0.027	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_049	N_049	0.321	0.155	1	IND	IND	default	0	NO_AM	15/0.4_0.4	0	0.9	1
Load_049(1)_BT	N_049	0.027	0.013	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_050	N_050	0.005	0.002	1	COM	COM	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_050(1)_BT	N_050	0.014	0.007	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_051	N_051	0.008	0.004	1	COM	COM	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_052_BT	N_052	0.014	0.007	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_053_BT	N_053	0.011	0.005	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1

Gestione centralizzata e distribuita di reti elettriche di distribuzione attive

Load_054	N_054	0.395	0.191	1	IND	IND	default	0	NO_AM	15/0.4_0.63	0	0.9	1
Load_055	N_055	0.035	0.017	1	COM	COM	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_055(1)	N_055	0.451	0.218	1	IND	IND	default	0	NO_AM	15/0.4_0.63	0	0.9	1
Load_056	N_056	0.002	0.001	1	COM	COM	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_057_BT	N_057	0.043	0.019	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_058_BT	N_058	0.244	0.110	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.4	0	0.9	1
Load_059_BT	N_059	0.143	0.064	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_060_BT	N_060	0.135	0.065	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_061_BT	N_061	0.243	0.115	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.4	0	0.9	1
Load_062_BT	N_062	0.162	0.078	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_063	N_063	0.005	0.002	1	COM	COM	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_064	N_064	0.672	0.314	1	COM	COM	default	0	NO_AM			0.9	1
Load_065_BT	N_065	0.641	0.294	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM			0.9	1
Load_066	N_066	0.124	0.006	1	IND	IND	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_067_BT	N_067	0.054	0.026	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_068	N_068	0.124	0.060	1	IND	IND	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_069_BT	N_069	0.135	0.065	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_070_BT	N_070	0.303	0.122	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.4	0	0.9	1
Load_071	N_071	0.058	0.028	1	COM	COM	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_072	N_072	0.106	0.051	1	IND	IND	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_072(1)_BT	N_072	0.206	0.099	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_074_BT	N_074	0.433	0.203	1.000	COM	COM	default	0	NO_AM	15/0.4_0.63	0	0.9	1
Load_075_BT	N_075	0.041	0.019	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_077_BT	N_077	0.027	0.013	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_078	N_078	0.157	0.076	1	IND	IND	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_079	N_079	0.001	0.001	1	COM	COM	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_080_BT	N_080	0.135	0.065	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_081_BT	N_081	0.127	0.061	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_081(1)	N_081	0.140	0.068	1	IND	IND	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_082	N_082	0.075	0.036	1	COM	COM	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_082(1)_BT	N_082	0.189	0.092	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_083_BT	N_083	0.086	0.042	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_083(1)	N_083	3.150	1.526	1	IND	IND	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_083(1)	N_083	3.150	1.526	1	COM	COM	default	0	NO_AM			0.9	1
Load_084_BT	N_084	0.203	0.098	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_085_BT	N_085	0.235	0.050	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_085(1)	N_085	0.567	0.275	1	IND	IND	default	0	NO_AM	15/0.4_0.63	0	0.9	1
Load_085(2)	N_085	0.190	0.087	1	IND	IND	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_086_BT	N_086	0.086	0.042	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_087_BT	N_087	0.173	0.084	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_088_BT	N_088	0.068	0.033	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_088(1)	N_088	0.280	0.136	1	COM	COM	default	0	NO_AM	15/0.4_0.4	0	0.9	1
Load_089_BT	N_089	0.273	0.132	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.4	0	0.9	1
Load_089(1)	N_089	0.320	0.155	1	IND	IND	default	0	NO_AM	15/0.4_0.4	0	0.9	1
Load_090_BT	N_090	0.068	0.033	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_091_BT	N_091	0.014	0.004	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_092_BT	N_092	0.135	0.065	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_093	N_093	0.005	0.002	1	COM	COM	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_094_BT	N_094	0.189	0.072	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_094(1)_BT	N_094	0.002	0.001	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_094(2)	N_094	0.080	0.039	1	COM	COM	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_095_BT	N_095	0.086	0.042	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_096_BT	N_096	0.221	0.336	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.63	0	0.9	1
Load_097_BT	N_097	0.572	0.277	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM			0.9	1
Load_098_BT	N_098	0.567	0.275	1	COM	COM	default	0	NO_AM	15/0.4_0.63	0	0.9	1
Load_099_BT	N_099	0.410	0.199	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.63	0	0.9	1
Load_100	N_100	0.608	0.294	1	IND	IND	default	0	NO_AM			0.9	1
Load_100(1)_BT	N_100	0.086	0.042	0.8	RES	RES	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_100(2)	N_100	0.120	0.058	1	IND	IND	default	0	NO_AM	15/0.4_0.25	0	0.9	1
Load_029	N_029	1.000	0.000	1.0	Evs	Evs	default	5	NO_AM			0.9	1
Load_030	N_030	1.000	0.000	1.0	Evs	Evs	default	5	NO_AM			0.9	1
Load_026	N_026	1.000	0.000	1.0	Evs	Evs	default	5	NO_AM			0.9	1
Load_027_BT	N_027	1.300	0.000	1.0	Evs	Evs	default	10	NO_AM			0.9	1
Load_013	N_013	1.300	0.000	1.0	Evs	Evs	default	10	NO_AM			0.9	1
Load_015	N_015	1.300	0.000	1.0	Evs	Evs	default	10	NO_AM			0.9	1
Load_020	N_020	2.000	0.000	1.0	Evs	Evs	default	15	NO_AM			0.9	1
Load_021	N_021	2.000	0.000	1.0	Evs	Evs	default	15	NO_AM			0.9	1
Load_022_BT	N_022	2.000	0.000	1.0	Evs	Evs	default	15	NO_AM			0.9	1

- Generatori rotanti

Gen ID	Node	P_oper [MW]	Q_oper [MVar]	funzionamento	Gen Type_rot	Inverter Type
G_018	N_018	0.7	0	induttore rotante	WFC_0.7_15	direct
G_083	N_083	5	0	induttore rotante	WDFIG_10.848_15	direct
G_083(3)	N_083	2.5	0	induttore rotante	WDFIG_2.5_15	direct
G_083(1)	N_083	5	0	induttore rotante	GS_10.5_15	direct
G_083(1)	N_083	5	0	induttore rotante	GS_10.5_15	direct
G_083(2)	N_083	2.5	0	induttore rotante	GS_6.087_15	direct
G_083(2)	N_083	2.5	0	induttore rotante	GS_6.087_15	direct
G_094	N_094	0.5	0	induttore rotante	mT_0.5_15	direct
G_094	N_094	0.5	0	induttore rotante	mT_0.5_15	direct
G_059	N_059	10	0	induttore rotante	WDFIG_10.848_15	direct
G_018	N_018	10	0	induttore rotante	GS_10.5_15	direct
G_018	N_018	10	0	induttore rotante	GS_10.5_15	direct
G_085	N_085	10	0	induttore rotante	WDFIG_10.848_15	direct
G_013	N_013	5	0	induttore rotante	GS_6.087_15	direct
G_013	N_013	5	0	induttore rotante	GS_6.087_15	direct
G_054	N_054	5	0	induttore rotante	GS_6.087_15	direct
G_054	N_054	5	0	induttore rotante	GS_6.087_15	direct
G_058	N_058	7	0	induttore rotante	WDFIG_10.848_15	direct
G_084	N_084	8	0	induttore rotante	WDFIG_10.848_15	direct
G_085	N_085	8	0	induttore rotante	GS_10.5_15	direct
G_085	N_085	8	0	induttore rotante	GS_10.5_15	direct
G_084	N_084	8	0	induttore rotante	WDFIG_10.848_15	direct
G_057	N_057	8	0	induttore rotante	WDFIG_10.848_15	direct
Profile Type P	Profile Type Q	AM_P_GC	AM_P_dis	AM_Q	GR [ohm]	Year
WIND	Q_NULL	GC_WIND	NO_AM	Q_Gen	1E+20	0
WIND	Q_NULL	GC_WIND	NO_AM	Q_Gen	1E+20	0
WIND	Q_NULL	GC_WIND	NO_AM	Q_Gen	1E+20	0
CHP	Q_NULL	GC_CHP	NO_AM	Q_Gen	1E+20	0
CHPw	Q_NULL	GC_CHP	NO_AM	Q_Gen	1E+20	0
CHP	Q_NULL	GC_CHP	NO_AM	Q_Gen	1E+20	0
CHPw	Q_NULL	GC_CHP	NO_AM	Q_Gen	1E+20	0
CHP	Q_NULL	GC_CHP	NO_AM	Q_Gen	1E+20	0
CHPw	Q_NULL	GC_CHP	NO_AM	Q_Gen	1E+20	0
WIND	Q_NULL	GC_WIND	NO_AM	Q_Gen	1E+20	4
CHP	Q_NULL	GC_CHP	NO_AM	Q_Gen	1E+20	5
CHPw	Q_NULL	GC_CHP	NO_AM	Q_Gen	1E+20	5
WIND	Q_NULL	GC_WIND	NO_AM	Q_Gen	1E+20	7
CHP	Q_NULL	GC_CHP	NO_AM	Q_Gen	1E+20	11
CHPw	Q_NULL	GC_CHP	NO_AM	Q_Gen	1E+20	11
CHP	Q_NULL	GC_CHP	NO_AM	Q_Gen	1E+20	11
CHPw	Q_NULL	GC_CHP	NO_AM	Q_Gen	1E+20	11
WIND	Q_NULL	GC_WIND	NO_AM	Q_Gen	1E+20	12
WIND	Q_NULL	GC_WIND	NO_AM	Q_Gen	1E+20	12
CHP	Q_NULL	GC_CHP	NO_AM	Q_Gen	1E+20	16
CHPw	Q_NULL	GC_CHP	NO_AM	Q_Gen	1E+20	16
WIND	Q_NULL	GC_WIND	NO_AM	Q_Gen	1E+20	17
WIND	Q_NULL	GC_WIND	NO_AM	Q_Gen	1E+20	17

- Generatori statici

Gen ID	Node	P_oper [MW]	Q_oper [MVar]	Year	Profile Type P	Profile Type Q	AM_P_GC	AM_P_dis	AM_Q	Inverter Type	local control	Gen Type_stat
G_005	N_005	0.385	0.000	0	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_0.5_15_halfcirt	0	photovoltaic_0.4
G_008	N_008	1.048	0.000	0	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_1.25_15_halfcirt	0	photovoltaic_1.05
G_015	N_015	0.155	0.000	0	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_0.2_15_limhalfcirt	0	photovoltaic_0.2
G_020	N_020	0.340	0.000	0	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_0.4_15_halfcirt	0	photovoltaic_0.34
G_031	N_031	0.330	0.000	0	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_0.4_15_halfcirt	0	photovoltaic_0.33
G_031(1)	N_031	0.330	0.000	0	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_0.4_15_halfcirt	0	photovoltaic_0.33
G_033	N_033	0.935	0.000	0	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_1.0_15_halfcirt	0	photovoltaic_0.9
G_034	N_034	0.098	0.000	0	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_0.15_15_limhalfcirt	0	photovoltaic_0.1
G_037	N_037	0.120	0.000	0	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_0.15_15_limhalfcirt	0	photovoltaic_0.12
G_045	N_045	0.220	0.000	0	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_0.25_15_limhalfcirt	0	photovoltaic_0.22
G_045(1)	N_045	0.380	0.000	0	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_0.5_15_halfcirt	0	photovoltaic_0.4
G_050	N_050	0.700	0.000	0	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_0.85_15_halfcirt	0	photovoltaic_0.7
G_051	N_051	0.266	0.000	0	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_0.4_15_halfcirt	0	photovoltaic_0.26
G_054	N_054	0.318	0.000	0	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_0.4_15_halfcirt	0	photovoltaic_0.32
G_055	N_055	0.450	0.000	0	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_0.6_15_halfcirt	0	photovoltaic_0.45
G_055(1)	N_055	0.110	0.000	0	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_0.15_15_limhalfcirt	0	photovoltaic_0.11
G_056	N_056	0.300	0.000	0	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_0.4_15_halfcirt	0	photovoltaic_0.3
G_063	N_063	0.550	0.000	0	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_0.65_15_halfcirt	0	photovoltaic_0.55
G_078	N_078	0.049	0.000	0	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_0.06_15_limhalfcirt	0	photovoltaic_0.05
G_079	N_079	0.190	0.000	0	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_0.25_15_limhalfcirt	0	photovoltaic_0.19
G_093	N_093	0.550	0.000	0	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_0.65_15_halfcirt	0	photovoltaic_0.55
G_094(1)	N_094	1.000	0.000	0	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_1.25_15_halfcirt	0	photovoltaic_1.0
G_054	N_054	0.318	0.000	0	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_0.4_15_halfcirt	0	photovoltaic_0.33
G_015	N_015	1.300	0.000	2.000	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_1.5_15_halfcirt	0	photovoltaic_1.5
G_018	N_018	2.100	0.000	2.000	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_3.0_15_halfcirt	0	photovoltaic_3.0
G_018	N_018	0.160	0.000	2.000	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_0.2_15_limhalfcirt	0	photovoltaic_0.2
G_030	N_030	1.260	0.000	2	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_1.5_15_halfcirt	0	photovoltaic_1.5
G_031	N_031	1.730	0.000	2	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_2.0_15_halfcirt	0	photovoltaic_2.0
G_034	N_034	0.260	0.000	2	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_0.25_15_limhalfcirt	0	photovoltaic_0.25
G_055	N_055	1.166	0.000	2	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_1.5_15_halfcirt	0	photovoltaic_1.5
G_055	N_055	1.200	0.000	2	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_1.5_15_halfcirt	0	photovoltaic_1.5
G_056	N_056	0.988	0.000	2	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_1.0_15_halfcirt	0	photovoltaic_1.0
G_071	N_071	3.000	0.000	5	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_3.0_15_halfcirt	0	photovoltaic_3.0
G_072	N_072	3.000	0.000	5	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_3.0_15_halfcirt	0	photovoltaic_3.0
G_072	N_072	2.000	0.000	5	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_2.0_15_halfcirt	0	photovoltaic_2.0
G_078	N_078	1.600	0.000	5	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_2.0_15_halfcirt	0	photovoltaic_2.0
G_079	N_079	1.000	0.000	5	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_1.0_15_halfcirt	0	photovoltaic_1.0
G_031	N_031	5.000	0.000	7	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_5.0_15_halfcirt	0	photovoltaic_5.0
G_051	N_051	5.000	0.000	7	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_5.0_15_halfcirt	0	photovoltaic_5.0
G_029	N_029	3.000	0.000	11	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_3.0_15_halfcirt	0	photovoltaic_3.0
G_027	N_027	4.000	0.000	11	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_4.0_15_halfcirt	0	photovoltaic_4.0
G_014	N_014	5.000	0.000	11	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_5.0_15_halfcirt	0	photovoltaic_5.0
G_013	N_013	2.000	0.000	11	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_2.0_15_halfcirt	0	photovoltaic_2.0
G_017	N_017	3.000	0.000	11	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_3.0_15_halfcirt	0	photovoltaic_3.0
G_049	N_049	3.500	0.000	13	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_3.5_15_halfcirt	0	photovoltaic_3.5
G_053	N_053	3.000	0.000	13	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_3.0_15_halfcirt	0	photovoltaic_3.0
G_052	N_052	2.000	0.000	13	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_2.0_15_halfcirt	0	photovoltaic_2.0
G_044	N_044	2.000	0.000	13	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_2.0_15_halfcirt	0	photovoltaic_2.0
G_016	N_016	1.000	0.000	17	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_1.0_15_halfcirt	0	photovoltaic_1.0
G_017	N_017	3.000	0.000	17	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_3.0_15_halfcirt	0	photovoltaic_3.0
G_018	N_018	2.000	0.000	17	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_2.0_15_halfcirt	0	photovoltaic_2.0
G_020	N_020	2.500	0.000	17	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_3.0_15_halfcirt	0	photovoltaic_3.0
G_021	N_021	1.500	0.000	17	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_1.5_15_halfcirt	0	photovoltaic_1.5
G_022	N_022	3.000	0.000	16	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_3.0_15_halfcirt	0	photovoltaic_3.0
G_029	N_029	3.000	0.000	16	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_3.0_15_halfcirt	0	photovoltaic_3.0
G_030	N_030	3.000	0.000	16	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_3.0_15_halfcirt	0	photovoltaic_3.0
G_031	N_031	1.000	0.000	16	PV	Q_NULL	GC_PV	NO_AM	Q_Gen	INV_1.0_15_halfcirt	0	photovoltaic_1.0

- Nodi

Node ID	Vn [kV]	Node Type	Vmin [pu]	Vmax [pu]	Feeder	Ts [ore]	Tt [ore]	Busbar_Reliability_Type
N_001	132	SL	0.95	1.05E+00		0.5	2	HV_Busb
N_002	15	PQ	0.95	1.05E+00		0.5	2	MV_Busb
N_003	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_1	0.5	2	MV_Busb
N_004	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_1	0.5	2	MV_Busb
N_005	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_1	0.5	2	MV_Busb
N_006	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_1	0.5	2	MV_Busb
N_007	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_1	0.5	2	MV_Busb
N_008	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_1	0.5	2	MV_Busb
N_009	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_1	0.5	2	MV_Busb
N_010	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_1	0.5	2	MV_Busb
N_011	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_1	0.5	2	MV_Busb
N_012	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_1	0.5	2	MV_Busb
N_013	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_1	0.5	2	MV_Busb
N_014	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_1	0.5	2	MV_Busb
N_015	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_1	0.5	2	MV_Busb
N_016	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_1	0.5	2	MV_Busb
N_017	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_1	0.5	2	MV_Busb
N_018	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_1	0.5	2	MV_Busb
N_019	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_1	0.5	2	MV_Busb
N_020	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_1	0.5	2	MV_Busb
N_021	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_1	0.5	2	MV_Busb
N_022	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_1	0.5	2	MV_Busb
N_023	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_1	0.5	2	MV_Busb
N_024	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_1	0.5	2	MV_Busb
N_025	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_1	0.5	2	MV_Busb
N_026	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_1	0.5	2	MV_Busb
N_027	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_1	0.5	2	MV_Busb
N_028	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_1	0.5	2	MV_Busb
N_029	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_1	0.5	2	MV_Busb
N_030	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_1	0.5	2	MV_Busb
N_031	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_1	0.5	2	MV_Busb
N_032	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_1	0.5	2	MV_Busb
N_033	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_1	0.5	2	MV_Busb
N_034	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_1	0.5	2	MV_Busb
N_035	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_2	0.5	2	MV_Busb
N_036	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_2	0.5	2	MV_Busb
N_037	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_2	0.5	2	MV_Busb
N_038	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_2	0.5	2	MV_Busb
N_039	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_2	0.5	2	MV_Busb
N_040	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_2	0.5	2	MV_Busb
N_041	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_2	0.5	2	MV_Busb
N_042	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_2	0.5	2	MV_Busb
N_043	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_2	0.5	2	MV_Busb
N_044	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_2	0.5	2	MV_Busb
N_045	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_2	0.5	2	MV_Busb
N_046	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_2	0.5	2	MV_Busb
N_047	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_2	0.5	2	MV_Busb
N_048	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_2	0.5	2	MV_Busb
N_049	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_2	0.5	2	MV_Busb

Gestione centralizzata e distribuita di reti elettriche di distribuzione attive

N_050	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_2	0.5	2	MV_Busb
N_051	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_2	0.5	2	MV_Busb
N_052	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_2	0.5	2	MV_Busb
N_053	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_2	0.5	2	MV_Busb
N_054	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_2	0.5	2	MV_Busb
N_055	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_2	0.5	2	MV_Busb
N_056	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_2	0.5	2	MV_Busb
N_057	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_3	0.5	2	MV_Busb
N_058	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_3	0.5	2	MV_Busb
N_059	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_3	0.5	2	MV_Busb
N_060	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_4	0.5	2	MV_Busb
N_061	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_4	0.5	2	MV_Busb
N_062	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_4	0.5	2	MV_Busb
N_063	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_4	0.5	2	MV_Busb
N_064	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_4	0.5	2	MV_Busb
N_065	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_4	0.5	2	MV_Busb
N_066	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_4	0.5	2	MV_Busb
N_067	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_4	0.5	2	MV_Busb
N_068	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_4	0.5	2	MV_Busb
N_069	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_4	0.5	2	MV_Busb
N_070	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_4	0.5	2	MV_Busb
N_071	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_4	0.5	2	MV_Busb
N_072	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_4	0.5	2	MV_Busb
N_073	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_4	0.5	2	MV_Busb
N_074	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_4	0.5	2	MV_Busb
N_075	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_4	0.5	2	MV_Busb
N_076	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_4	0.5	2	MV_Busb
N_077	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_4	0.5	2	MV_Busb
N_078	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_4	0.5	2	MV_Busb
N_079	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_4	0.5	2	MV_Busb
N_080	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_5	0.5	2	MV_Busb
N_081	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_5	0.5	2	MV_Busb
N_082	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_5	0.5	2	MV_Busb
N_083	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_5	0.5	2	MV_Busb
N_084	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_5	0.5	2	MV_Busb
N_085	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_5	0.5	2	MV_Busb
N_086	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_6	0.5	2	MV_Busb
N_087	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_6	0.5	2	MV_Busb
N_088	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_6	0.5	2	MV_Busb
N_089	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_6	0.5	2	MV_Busb
N_090	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_6	0.5	2	MV_Busb
N_091	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_6	0.5	2	MV_Busb
N_092	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_6	0.5	2	MV_Busb
N_093	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_6	0.5	2	MV_Busb
N_094	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_6	0.5	2	MV_Busb
N_095	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_7	0.5	2	MV_Busb
N_096	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_7	0.5	2	MV_Busb
N_097	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_7	0.5	2	MV_Busb
N_098	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_7	0.5	2	MV_Busb
N_099	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_7	0.5	2	MV_Busb
N_100	15	PQ	0.95	1.05E+00	F_7	0.5	2	MV_Busb

Gestione centralizzata e distribuita di reti elettriche di distribuzione attive

- Linee

Line ID	From	To	Line Type	Vn [kV]	Length [km]	N_Branches	StateFrom	StateTo	Joint_Reliability_Type	Ts [ore]	Tt [ore]	PD_From	PD_To
L_002-003	N_002	N_003	UC_AL_185_330	15	1.74	2	C	C		0.5	2	1	0
			UC_AL_150_340		0.67				MT_Joint_U				
			UC_AL_185_330		1.07								
L_002-035	N_002	N_035	UC_AL_185_330	15	2.518	5	C	C		0.5	2	1	0
			OH_CU_45_218		0.41				MT_Joint_OU				
			UC_AL_185_330		1.32				MT_Joint_U				
			UC_AL_240_360		0.252				MT_Joint_U				
			UC_AL_185_330		0.09				MT_Joint_OU				
			OH_CU_45_218		0.446								
L_002-057	N_002	N_057	UC_AL_185_330	15	0.35	1	C	C		0.5	2	1	0
L_002-060	N_002	N_060	UC_AL_240_360	15	1.49	5	C	C		0.5	2	1	0
			UC_AL_240_360		0.3				MT_Joint_U				
			UC_AL_185_330		0.11				MT_Joint_U				
			UC_AL_185_330		0.03				MT_Joint_OU				
			OH_CU_63_270		0.3				MT_Joint_O				
			OH_AA_150_350		0.75								
L_002-080	N_002	N_080	UC_AL_185_330	15	2.07	1	C	C		0.5	2	1	0
L_002-080-1	N_002	N_080	UC_AL_185_330	15	2.07	1	C	C		0.5	2	1	0
L_002-086	N_002	N_086	UC_AL_185_330	15	1.66	1	C	C		0.5	2	1	0
L_002-095	N_002	N_095	UC_AL_150_240	15	0.917	2	C	C		0.5	2	1	0
			UC_AL_150_240		0.83				MT_Joint_U				
			UC_AL_185_330		0.087								
L_003-004	N_003	N_004	OC_AL_150_340	15	0.08	1	C	C		0.5	2	0	0
L_004-005	N_004	N_005	OC_AL_150_340	15	0.511	2	C	C		0.5	2	0	0
			UC_AL_150_290		0.062				MT_Joint_OU				
			OC_AL_150_340		0.449								
L_004-016	N_004	N_016	OH_CU_45_218	15	1.011	3	C	C		0.5	2	0	0
			OH_CU_45_218		0.69				MT_Joint_O				
			OH_CU_35_190		0.32				MT_Joint_OU				
			OC_AL_150_340		0.001								
L_005-006	N_005	N_006	UC_AL_185_330	15	0.762	1	C	C		0.5	2	0	0
L_006-007	N_006	N_007	UC_AL_185_330	15	0.6	1	C	C		0.5	2	0	0
L_007-008	N_007	N_008	UC_AL_185_330	15	3.72	1	C	C		0.5	2	0	0
L_008-009	N_008	N_009	UC_AL_185_330	15	0.22	1	C	C		0.5	2	0	0
L_008-019	N_008	N_019	UC_AL_240_360	15	0.426	1	C	C		0.5	2	0	0
L_009-010	N_009	N_010	UC_AL_185_330	15	0.32	1	C	C		0.5	2	0	0
L_010-011	N_010	N_011	OH_CU_16_105	15	0.59	2	C	C		0.5	2	0	0
			UC_CU_25_128		0.03				MT_Joint_OU				
			OH_CU_16_105		0.56								
L_010-023	N_010	N_023	UC_AL_185_330	15	0.39	1	C	C		0.5	2	0	0
L_011-012	N_011	N_012	OH_CU_16_105	15	1.49	2	C	C		0.5	2	0	0
			OH_CU_25_140		0.192				MT_Joint_O				
			OH_CU_16_105		1.298								
L_012-013	N_012	N_013	OH_CU_16_105	15	0.32	1	C	C		0.5	2	0	0
L_013-014	N_013	N_014	OH_CU_16_105	15	0.37	1	C	C		0.5	2	0	0
L_014-015	N_014	N_015	OH_CU_16_105	15	0.28	2	C	C		0.5	2	0	0
			OH_CU_16_105		0.22				MT_Joint_OU				
			UC_AL_185_330		0.06								
L_016-017	N_016	N_017	UC_AL_120_260	15	0.468	3	C	C		0.5	2	0	0
			UC_AL_120_260		0.08				MT_Joint_U				
			UC_AL_120_260		0.245				MT_Joint_U				
			UC_AL_150_280		0.143								
L_017-018	N_017	N_018	UC_AL_120_260	15	0.477	2	C	C		0.5	2	0	0
			UC_AL_120_260		0.402				MT_Joint_U				
			UC_AL_185_330		0.075								
L_019-020	N_019	N_020	UC_AL_240_360	15	0.742	1	C	C		0.5	2	0	0
L_020-021	N_020	N_021	UC_AL_95_190	15	0.506	4	C	C		0.5	2	0	0
			UC_AL_240_360		0.056				MT_Joint_OU				
			OH_CU_16_105		0.1				MT_Joint_O				
			OH_CU_25_140		0.13				MT_Joint_OU				
			UC_AL_95_190		0.22								
L_021-022	N_021	N_022	OH_CU_16_105	15	0.19	2	C	C		0.5	2	0	0
			UC_AL_70_180		0.075				MT_Joint_OU				
			OH_CU_16_105		0.115								
L_022-032	N_022	N_032	OH_CU_16_105	15	0.45	1	A	C		0.5	2	0	0
L_023-024	N_023	N_024	OH_LA_35_140	15	0.559	2	C	C		0.5	2	0	0
			UC_AL_150_280		0.084				MT_Joint_OU				
			OH_LA_35_140		0.475								
L_024-025	N_024	N_025	OH_CU_16_105	15	0.35	1	C	C		0.5	2	0	0
L_025-026	N_025	N_026	OH_CW_25_93	15	0.643	1	C	C		0.5	2	0	0
L_026-027	N_026	N_027	OH_CU_25_140	15	1.202	4	C	C		0.5	2	0	0

Gestione centralizzata e distribuita di reti elettriche di distribuzione attive

			OH_CU_25_140		0.08					MT_Joint_OU				
			UC_AL_95_200		0.25					MT_Joint_U				
			UC_AL_185_330		0.572					MT_Joint_OU				
			OH_LA_35_140		0.3									
L_027-028	N_027	N_028	OH_LA_35_140	15	0.2	1	C	C			0.5	2	0	0
L_028-029	N_028	N_029	OH_CU_25_140	15	0.12	1	C	C			0.5	2	0	0
L_028-034	N_028	N_034	UC_CU_25_128	15	0.03	1	C	C			0.5	2	0	0
L_029-030	N_029	N_030	OH_CU_45_218	15	0.54	1	C	C			0.5	2	0	0
L_030-031	N_030	N_031	OH_CU_45_218	15	0.2	2	C	C			0.5	2	0	0
			UC_AL_70_180		0.084					MT_Joint_OU				
			OH_CU_45_218		0.116									
L_031-032	N_031	N_032	OH_CU_45_218	15	0.233	2	C	C			0.5	2	0	0
			UC_AL_70_180		0.084					MT_Joint_OU				
			OH_CU_45_218		0.149									
L_032-033	N_032	N_033	OH_CU_25_140	15	1.342	3	C	C			0.5	2	0	0
			OH_CU_25_140		0.52									
			OH_CU_45_218		0.607					MT_Joint_O				
			UC_AL_70_180		0.215					MT_Joint_OU				
L_035-036	N_035	N_036	OH_CU_45_218	15	0.884	1	C	C			0.5	2	0	0
L_036-037	N_036	N_037	OH_CU_45_218	15	0.37	2	C	C			0.5	2	0	0
			OH_CU_45_218		0.25					MT_Joint_OU				
			UC_AL_150_280		0.12									
L_036-045	N_036	N_045	OH_CU_25_140	15	0.232	2	C	C			0.5	2	0	0
			OH_CU_25_140		0.197					MT_Joint_OU				
			UC_AL_185_330		0.035									
L_037-038	N_037	N_038	UC_AL_185_330	15	0.148	2	C	C			0.5	2	0	0
			UC_AL_185_330		0.14					MT_Joint_U				
			UC_AL_185_330		0.008									
L_038-039	N_038	N_039	UC_AL_185_330	15	0.755	2	C	C			0.5	2	0	0
			UC_AL_185_330		0.747					MT_Joint_U				
			UC_AL_185_330		0.008									
L_039-040	N_039	N_040	UC_AL_185_330	15	0.57	2	C	C			0.5	2	0	0
			UC_AL_185_330		0.52					MT_Joint_U				
			UC_AL_185_330		0.05									
L_040-041	N_040	N_041	UC_AL_185_330	15	0.985	3	C	C			0.5	2	0	0
			UC_AL_185_330		0.68					MT_Joint_U				
			UC_AL_185_330		0.05					MT_Joint_U				
			UC_AL_185_330		0.255									
L_041-042	N_041	N_042	UC_AL_70_180	15	1.13	3	C	C			0.5	2	0	0
			UC_AL_70_180		0.55					MT_Joint_OU				
			OH_CU_16_105		0.22					MT_Joint_O				
			OH_LA_20_100		0.36									
L_041-046	N_041	N_046	UC_AL_70_180	15	0.936	2	C	C			0.5	2	0	0
			UC_AL_70_180		0.48					MT_Joint_OU				
			OH_CU_16_105		0.456									
L_042-043	N_042	N_043	OH_AL_20_100	15	2.098	3	C	C			0.5	2	0	0
			OH_CU_25_140		0.1					MT_Joint_O				
			OH_AL_20_100		0.21					MT_Joint_OU				
			UC_AL_185_330		1.788									
L_043-044	N_043	N_044	OH_CU_16_105	15	1.465	2	C	C			0.5	2	0	0
			UC_AL_70_180		0.06					MT_Joint_OU				
			OH_CU_16_105		1.405									
L_046-047	N_046	N_047	OH_AL_20_100	15	0.824	2	C	C			0.5	2	0	0
			OH_CU_16_105		0.124					MT_Joint_O				
			OH_AL_20_100		0.7									
L_046-054	N_046	N_054	UC_AL_185_330	15	0.375	2	C	C			0.5	2	0	0
			UC_AL_185_330		0.19					MT_Joint_U				
			UC_AL_185_330		0.185									
L_047-048	N_047	N_048	OH_AL_20_100	15	1.675	3	C	C			0.5	2	0	0
			OH_AL_20_100		0.6					MT_Joint_O				
			OH_CU_20_120		0.295					MT_Joint_O				
			OH_CU_16_105		0.78									
L_047-055	N_047	N_055	OH_CU_16_105	15	0.115	2	C	C			0.5	2	0	0
			OC_CU_25_128		0.015					MT_Joint_O				
			OH_CU_16_105		0.1									
L_048-049	N_048	N_049	OH_CU_16_105	15	0.542	3	C	C			0.5	2	0	0
			UC_AL_70_180		0.032					MT_Joint_OU				
			OH_LA_35_140		0.07					MT_Joint_O				
			OH_CU_16_105		0.44									

Gestione centralizzata e distribuita di reti elettriche di distribuzione attive

L_048-052	N_048	N_052	UC_AL_120_260	15	0.533	2	C	C		0.5	2	0	0
			UC_AL_120_260		0.283				MT_Joint_OU				
			OH_CU_16_105		0.25								
L_049-050	N_049	N_050	UC_AL_70_180	15	0.53	1	C	C		0.5	2	0	0
L_050-051	N_050	N_051	UC_AL_70_180	15	0.39	1	C	C		0.5	2	0	0
L_052-012	N_052	N_012	OH_CU_16_105	15	0.865	2	C	A		0.5	2	0	0
			UC_AL_120_260		0.053				MT_Joint_OU				
			OH_CU_16_105		0.812								
L_052-053	N_052	N_053	OH_LA_35_140	15	0.785	2	C	C		0.5	2	0	0
			UC_AL_70_180		0.26				MT_Joint_OU				
			OH_LA_35_140		0.525								
L_053-056	N_053	N_056	UC_AL_70_180	15	0.23	1	C	C		0.5	2	0	0
L_057-058	N_057	N_058	OH_CU_16_105	15	0.55	1	C	C		0.5	2	0	0
L_058-059	N_058	N_059	UC_AL_95_190	15	0.435	3	C	C		0.5	2	0	0
			UC_AL_95_190		0.35				MT_Joint_U				
			UC_AL_70_180		0.015				MT_Joint_OU				
			OH_CU_16_105		0.07								
L_060-061	N_060	N_061	OH_CU_63_270	15	1.262	2	C	C		0.5	2	0	0
			UC_AL_185_330		0.243				MT_Joint_OU				
			OH_CU_63_270		1.019								
L_061-062	N_061	N_062	UC_AL_185_330	15	0.811	2	C	C		0.5	2	0	0
			UC_AL_185_330		0.642				MT_Joint_OU				
			OH_CU_63_270		0.169								
L_062-063	N_062	N_063	OH_CU_63_270	15	0.808	4	C	C		0.5	2	0	0
			UC_AL_185_330		0.09				MT_Joint_U				
			UC_AL_185_330		0.03				MT_Joint_U				
			UC_AL_240_320		0.305				MT_Joint_OU				
			OH_CU_63_270		0.383								
L_063-064	N_063	N_064	UC_AL_185_330	15	1.417	4	C	C		0.5	2	0	0
			UC_AL_185_330		0.03				MT_Joint_U				
			UC_AL_185_330		1.04				MT_Joint_U				
			UC_AL_150_340		0.125				MT_Joint_OU				
			OH_CU_25_140		0.222								
L_064-065	N_064	N_065	OH_CU_16_105	15	0.65	2	C	C		0.5	2	0	0
			UC_AL_240_360		0.1				MT_Joint_OU				
			OH_CU_16_105		0.55								
L_065-066	N_065	N_066	UC_AL_185_330	15	0.4	1	C	C		0.5	2	0	0
L_066-067	N_066	N_067	OH_CU_16_105	15	0.88	1	C	C		0.5	2	0	0
L_067-068	N_067	N_068	OH_CU_16_105	15	0.59	1	C	C		0.5	2	0	0
L_068-069	N_068	N_069	OH_CU_16_105	15	0.53	1	C	C		0.5	2	0	0
L_069-070	N_069	N_070	OH_CU_20_120	15	0.45	1	C	C		0.5	2	0	0
L_069-073	N_069	N_073	OH_CU_16_105	15	1.06	2	C	C		0.5	2	0	0
			UC_AL_120_260		0.21				MT_Joint_OU				
			OH_CU_16_105		0.85								
L_070-071	N_070	N_071	OH_CU_20_120	15	1.41	2	C	C		0.5	2	0	0
			OH_CU_20_120		0.9				MT_Joint_O				
			OH_CU_16_105		0.51								
L_071-072	N_071	N_072	OH_CU_25_140	15	0.6	1	C	C		0.5	2	0	0
L_073-074	N_073	N_074	OH_CU_16_105	15	0.34	1	C	C		0.5	2	0	0
L_073-075	N_073	N_075	OH_CU_16_105	15	1.25	1	C	C		0.5	2	0	0
L_075-076	N_075	N_076	OH_LA_35_140	15	0.36	1	C	C		0.5	2	0	0
L_076-077	N_076	N_077	OH_LA_35_140	15	0.4	1	C	C		0.5	2	0	0
L_076-079	N_076	N_079	OC_AL_35_140	15	0.356	2	C	C		0.5	2	0	0
			OC_AL_35_140		0.316				MT_Joint_OU				
			UC_AL_35_120		0.04								
L_077-078	N_077	N_078	OH_CU_25_140	15	0.433	2	C	C		0.5	2	0	0
			UC_CU_25_128		0.063				MT_Joint_OU				
			OH_CU_25_140		0.37								
L_080-081	N_080	N_081	UC_AL_185_330	15	0.79	1	C	C		0.5	2	0	0
L_080-081	N_080	N_081	UC_AL_185_330	15	0.79	1	C	C		0.5	2	0	0
L_081-082	N_081	N_082	UC_AL_185_330	15	0.568	1	C	C		0.5	2	0	0
L_081-082	N_081	N_082	UC_AL_185_330	15	0.568	1	C	C		0.5	2	0	0
L_082-083	N_082	N_083	UC_AL_185_330	15	0.51	1	C	C		0.5	2	0	0
L_082-083	N_082	N_083	UC_AL_185_330	15	0.51	1	C	C		0.5	2	0	0
L_083-084	N_083	N_084	UC_AL_120_260	15	0.35	2	C	C		0.5	2	0	0
			UC_AL_150_240		0.07				MT_Joint_U				
			UC_AL_120_260		0.28								
L_083-091	N_083	N_091	UC_AL_120_260	15	0.526	2	A	C		0.5	2	0	0
			UC_AL_120_260		0.286				MT_Joint_U				
			UC_AL_150_240		0.24								
L_084-085	N_084	N_085	UC_AL_150_240	15	1.577	1	C	C		0.5	2	0	0
L_084-099	N_084	N_099	UC_CU_40_154	15	0.135	2	C	A		0.5	2	0	0
			UC_AL_185_330		0.06				MT_Joint_U				
			UC_CU_40_154		0.075								
L_086-087	N_086	N_087	UC_AL_185_330	15	2.241	1	C	C		0.5	2	0	0
L_087-088	N_087	N_088	UC_AL_150_240	15	1.177	1	C	C		0.5	2	0	0
L_088-089	N_088	N_089	UC_AL_150_280	15	1.253	1	C	C		0.5	2	0	0
L_089-090	N_089	N_090	UC_AL_150_280	15	0.766	1	C	C		0.5	2	0	0
L_090-091	N_090	N_091	UC_AL_120_260	15	0.902	1	C	C		0.5	2	0	0

Gestione centralizzata e distribuita di reti elettriche di distribuzione attive

L_091-092	N_091	N_092	OH_LA_35_140	15	0.182	1	C	C		0.5	2	0	0
L_092-093	N_092	N_093	OH_CU_25_140	15	0.531	2	C	C		0.5	2	0	0
			UC_AL_185_330		0.156				MT_Joint_OU				
			OH_CU_25_140		0.375								
L_093-094	N_093	N_094	OC_AL_35_140	15	0.321	2	C	C		0.5	2	0	0
			OC_AL_35_140		0.165				MT_Joint_OU				
			UC_AL_185_330		0.156								
L_095-096	N_095	N_096	UC_AL_150_240	15	0.77	1	C	C		0.5	2	0	0
L_096-097	N_096	N_097	UC_AL_150_280	15	1.462	2	C	C		0.5	2	0	0
			UC_CU_40_154		0.62				MT_Joint_U				
			UC_AL_150_280		0.842								
L_096-100	N_096	N_100	UC_CU_40_154	15	0.121	2	C	C		0.5	2	0	0
			UC_CU_40_154		0.106				MT_Joint_U				
			UC_AL_120_260		0.015								
L_097-098	N_097	N_098	UC_AL_120_260	15	0.37	1	C	C		0.5	2	0	0
L_098-099	N_098	N_099	UC_AL_150_240	15	1.16	1	C	C		0.5	2	0	0