



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Ingegneria Industriale DII

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria dell'Energia Elettrica

Tesi di laurea magistrale

STRATEGIE DI CONTROLLO COORDINATO DI RETI DI
DISTRIBUZIONE ATTIVE

Relatore: Ing. Massimiliano Coppo

Correlatore: Ch.mo Prof. Roberto Turri

Laureando: Agostini Marco 1147963

Anno Accademico 2017/2018

Indice

Sommario	11
1 Le reti di distribuzione.....	13
1.1 Rete di bassa tensione	13
1.1.1 Qualità del servizio	19
1.1.2 Caratteristiche Utenti BT	20
1.1.3 Criteri di connessione degli Utenti BT	23
1.2 Rete di media tensione	25
1.2.1 Qualità del servizio delle reti MT	28
1.2.2 Caratteristiche Utenti MT	28
1.2.3 Criteri di connessione degli Utenti MT	30
2 Gestione della rete attiva	33
2.1 Situazione attuale	33
2.2 Impatto sulla sicurezza e sull'esercizio del sistema.....	34
2.2.1 Inversione dei flussi.....	37
2.2.2 Profili di tensione.....	38
2.2.3 Sbilanciamento delle tensioni di fase	39
2.3 Strategie di regolazione.....	40
2.3.1 Interventi del Distributore.....	40
2.3.1.1 Trasformatore OLTC AVR.....	41
2.3.1.2 Trasformatore OLTC a valore medio	43
2.3.2 Regolazione dell'Utente	44
2.3.2.1 Utenti attivi BT	46
2.3.2.2 Utenti attivi MT	48
2.4 Scenari di regolazione attuali	50
2.4.1 Regolazione con OLTC AVR in cabina primaria.....	50

2.4.2	Regolazione con OLTC AVR in cabina primaria e secondaria.....	52
2.4.3	Regolazione con OLTC e regolazione locale	53
2.5	Scenari di regolazione coordinata	56
2.5.1	OLTC in cabina primaria.....	60
2.5.2	Controllo delle congestioni.....	61
2.5.2.1	Matrice PTDF	62
2.5.3	Controllo delle tensioni.....	66
2.5.3.1	Distanza elettrica	67
3	Analisi Power Flow con il metodo Correction Current Injection	71
3.1	Introduzione	71
3.2	Metodi per il calcolo dei flussi di potenza	72
3.2.1	Algoritmi basati sul metodo di Newton-Raphson	72
3.2.2	Il metodo iterativo a correzione delle ammettenze.....	73
3.3	Algoritmo con Iniezione di Correnti di Correzione	73
3.3.1	Rami.....	75
3.3.2	Messa a terra dei nodi	76
3.3.3	Trasformatore	77
3.3.4	Matrice alle ammettenze della rete passiva	84
3.3.5	Elementi shunt	85
3.4	Metodologia di soluzione del Power Flow.....	87
4	Caso studio	91
4.1	Rete test.....	91
4.1.1	Conduttori e topologia	91
4.1.2	Generatori	94
4.1.3	Carichi.....	95
4.2	Scenario base GD.....	98
4.2.1	Analisi del regime delle tensioni	99

4.2.2	Analisi del potenziale di neutro e del VUF	104
4.2.3	Analisi delle potenze e delle correnti.....	109
5	Analisi dei risultati	113
5.1	Risultati con OLTC AVR in cabina primaria	113
5.2	Risultati con OLTC AVR in cabina primaria e secondaria.....	119
5.3	Risultati con OLTC e regolazione locale	125
5.3.1	Regolazione locale con deadband al 5%	126
5.3.2	Regolazione locale con deadband al 1%	135
5.4	Risultati con il controllo coordinato tramite criterio delle aree	142
5.4.1	Regolazione coordinata alle 12:00.....	153
6	Conclusioni e sviluppi futuri	159
7	Bibliografia.....	161
8	Appendice.....	165

Indice delle figure

Figura 1.1 Schema di principio schema TT	14
Figura 1.2 Corrente di guasto nello schema TT	15
Figura 1.3 Struttura rete radiale MT/BT	16
Figura 1.4 Rete radiale con possibilità di contro alimentazione	17
Figura 1.5 Rete doppio radiale	18
Figura 1.6 Rete radiale con doppia sbarra e doppia alimentazione.....	27
Figura 1.7 Rete ad anello (gestita ad anello aperto).....	27
Figura 2.1 Passaggio dalla rete tradizionale alle "smart grids"	34
Figura 2.2 Esempio di profili di tensione con e senza GD.....	38
Figura 2.3 Selezione del nodo da controllare: a) Fixed bus b) POD monitoring c) electrical barycenter monitoring	43
Figura 2.4 Logica del variatore sotto carico con le misure di tensione remote.....	44
Figura 2.5 Curve di capability triangolare e rettangolare.....	46
Figura 2.6 Tipi di controllo a) Curva caratteristica PF(P) b) Curva caratteristica Q(V).....	47
Figura 2.7 Capability semicircolare limitata di impianti di potenza <400 kW	49
Figura 2.8 Capability semicircolare di impianti con potenza >400 kW	49
Figura 2.9 Ciclo per il calcolo del power flow con OLTC AVR	52
Figura 2.10 Ciclo per il calcolo del power flow con OLTC e regolazione locale.....	55
Figura 2.11 Rappresentazione concettuale del principio token-ring applicato ad una rete elettrica	57
Figura 2.12 Scenario economico di domanda/offerta con a) riduzione della potenza disponibile per servizi di rete b) riduzione della potenza attiva di regolazione	58
Figura 2.13 Ciclo per il calcolo del power flow regolazione con il criterio delle aree	59
Figura 2.14 Esempio di rete radiale per il calcolo del PTDF	64
Figura 2.15 Valori normalizzati della matrice PTDF per la linea 2-19.....	65
Figura 2.16 Valori normalizzati della matrice PTDF per la linea 10-11.....	66
Figura 3.1 Elemento shunt con ammettenza di correzione	73
Figura 3.2 Shunt con generatore di corrente di correzione	74
Figura 3.3 Rappresentazione di un sistema asimmetrico per il calcolo del Power Flow	74
Figura 3.4 Elementi di ramo calcolati con modello π n-fase	75
Figura 3.5 Schema concettuale della metodologia di costruzione	78

Figura 3.6 Circuito monofase equivalente di un trasformatore a più avvolgimenti.....	79
Figura 3.7 Diagramma vettoriale (a) e schema di connessione (b) del trasformatore trifase triangolo-stella	82
Figura 3.8 Rappresentazione di un elemento shunt come ammettenze costante e termine di corrente di correzione.....	85
Figura 3.9 Composizione della matrice Y per un sistema a 3 conduttori	87
Figura 4.1 Rete test di distribuzione MT.....	Errore. Il segnalibro non è definito.
Figura 4.2 Rete test di distribuzione BT (Connessa al nodo 15).....	93
Figura 4.3 Curva di generazione di un impianto fotovoltaico.....	94
Figura 4.4 Profili di carico a) totale b) residenziale c) industriale d) commerciale.....	96
Figura 4.5 Profili di carico al 27 giugno	97
Figura 4.6 Ciclo per il calcolo dei power flow base.....	99
Figura 4.7 Tensione nei feeder alle ore 8.00 nello scenario base.....	100
Figura 4.8 Tensione dei feeder alle ore 12.00 nello scenario base.....	101
Figura 4.9 Andamento temporale delle tensioni ai nodi 2, 18, 45, 56, 27, 80 nello scenario base	102
Figura 4.10 Corrente del conduttore di neutro della rete MT e di una rete BT alle ore 12.00 nello scenario base	105
Figura 4.11 Potenziale di neutro alle ore 12 della rete di distribuzione (fino al nodo 44) nello scenario base	106
Figura 4.12 VUF e potenziale di neutro dei nodi 2,18,46,56,70 e 80 nello scenario base.....	107
Figura 4.13 Saldo di potenza attiva e reattiva al trasformatore di cabina primaria nello scenario base.....	109
Figura 4.14 Corrente nei conduttori MT alle ore 12.00 nello scenario base.....	110
Figura 4.15 Corrente nella linea 2-3 nel corso della giornata nello scenario base.....	111
Figura 5.1 Profilo della tensione fase neutro al nodo 2 con e senza regolazione OLTC in cabina primaria	113
Figura 5.2 Tacche del trasformatore AT/MT con regolazione OLTC in cabina primaria	114
Figura 5.3 Profili di tensione fase neutro ai nodi 18 e 27 con regolazione OLTC in cabina primaria	115
Figura 5.4 Profili di tensione fase neutro ai nodi 45,56 e80, con e senza regolazione OLTC in cabina primaria.....	116
Figura 5.5 VUF e potenziale di neutro dei nodi 2 e 18 con regolazione OLTC in CP	117

Figura 5.6 VUF e potenziale di neutro dei nodi 46,56,70 e 80 con regolazione OLTC in CP ..	118
Figura 5.7 Profili di tensione ai nodi 45 e 69 con rispettive tacche del trasformatore connesso con regolazione OLTC.....	120
Figura 5.8 Profili di tensione ai nodi 56 e 80 con regolazione OLTC e senza regolazione	121
Figura 5.9 VUF e potenziale di neutro dei nodi 2 e 18 con regolazione OLTC	122
Figura 5.10 VUF e potenziale di neutro dei nodi 46,56,70 e 80 con regolazione OLTC	123
Figura 5.11 Tensione nei feeder alle ore 8.00 e 12.00 con regolazione OLTC in cabina primaria e secondaria.....	125
Figura 5.12 Profilo di tensione al nodo 2 con rispettive tacche del trasformatore e regolazione locale	126
Figura 5.13 Profili di tensione ai nodi 18 e 27 con regolazione OLTC e locale e senza regolazione	127
Figura 5.14 Contributi di potenza reattiva da parte degli Utenti attivi in MT con regolazione locale (Db 5%).....	128
Figura 5.15 Profili di tensione ai nodi 45 e 69 con regolazione OLTC e locale e senza regolazione	129
Figura 5.16 Profili di tensione ai nodi 56 e 80 con regolazione OLTC e regolazione locale (Db 5%).....	130
Figura 5.17 Contributi di potenza reattiva da parte degli Utenti attivi in BT delle reti connesse ai nodi 18 e 27 con regolazione locale con deadband 5%	131
Figura 5.18 VUF e potenziale di neutro dei nodi 2, 18, 46, 56, 70 e 80 con regolazione OLTC e locale (DB 5%).....	133
Figura 5.19 Profili di tensione al nodo 2, 18 e 27 con regolazione locale (Db 1%) e rispettive tacche del trasformatore	136
Figura 5.20 Contributi di potenza reattiva da parte degli Utenti attivi in MT con regolazione locale (Db 1%).....	137
Figura 5.21 Profili di tensione ai nodi 56 e 80 con regolazione OLTC e regolazione locale (Db 1%).....	137
Figura 5.22 Contributi di potenza reattiva da parte degli Utenti attivi in BT delle reti connesse ai nodi 18 e 27 con regolazione locale con deadband 1%	138
Figura 5.23 Profili di tensione ai nodi 2 e 18 con regolazione OLTC e locale e senza regolazione	139

Figura 5.24 VUF e potenziale di neutro dei nodi 46, 56, 70 e 80 con regolazione OLTC e locale (Db 1%).....	140
Figura 5.25 Profili di tensione al nodo 2, 18 e 27 con regolazione con il criterio delle aree e rispettive tacche del trasformatore	144
Figura 5.26 Profili di tensione ai nodi 56 e 80 con regolazione con il criterio delle aree.....	145
Figura 5.27 Contributi di potenza reattiva da parte degli Utenti attivi in MT con regolazione con il criterio delle aree	146
Figura 5.28 Contributi di potenza reattiva da parte degli Utenti attivi in BT delle reti connesse al nodo 18 con regolazione con il criterio delle aree	147
Figura 5.29 Corrente delle linea 1 (nodi 2 -3) prima e dopo la risoluzione delle congestioni...	148
Figura 5.30 Contributi di potenza attiva da parte degli Utenti attivi in MT con regolazione con il criterio delle aree.....	149
Figura 5.31 VUF e potenziale di neutro dei nodi 2, 18 con regolazione con il criterio delle aree	150
Figura 5.32 VUF e potenziale di neutro dei nodi 46, 56, 70 e 80 con regolazione con il criterio delle aree	151
Figura 5.33 Rete test con aree di tensione e linee congestionate alle ore 12:00	153
Figura 5.34 Grado di carico delle linee prima della regolazione con il criterio delle aree	154
Figura 5.35 Contributi di potenza attiva dei generatori MT e BT alla prima e seconda regolazione delle congestioni	155
Figura 5.36 Profilo delle tensioni dei nodi MT alle ore 12:00	156
Figura 5.37 Grado di carico delle linee dopo la seconda regolazione delle congestioni	157

Indice delle tabelle

Tabella 1 Fattore di potenza della corrente di cortocircuito.....	16
Tabella 2 Carichi sensibili.....	21
Tabella 3 Minimi periodi di funzionamento nei diversi campi di frequenza	22
Tabella 4 Valori indicativi che è possibile connettere su diversi livelli di tensione nelle reti di distribuzione BT	23
Tabella 5 Valori indicativi che è possibile connettere su diversi livelli di tensione nelle reti di distribuzione MT	29
Tabella 6 Servizi di rete.....	45
Tabella 7 Caratteristiche del trasformatore di cabina primaria	51
Tabella 8 Caratteristiche dei trasformatori di cabina secondaria	53
Tabella 9 Potenza di generazione installata	95
Tabella 10 Potenza installata nei due feeder MT	95
Tabella 11 Potenza di carico installate	97
Tabella 12 Potenza di carico installata nei feeder MT	98
Tabella 13 Coefficienti modello ZIP	98
Tabella 14 Valore massimo delle tensioni fase neutro e ora in cui si verifica nello scenario base	103
Tabella 15 Valore minimo delle tensioni fase neutro e ora in cui si verifica nello scenario base	103
Tabella 16 Valori di VUF nello scenario base	108
Tabella 17 Valori di VUF con regolazione OLTC in cabina primaria.....	119
Tabella 18 Valori di VUF con regolazione OLTC in cabina primaria e secondaria.....	124
Tabella 19 Variazione del VUF medio con regolazione OLTC in cabina primaria e secondaria rispetto al caso non regolato	124
Tabella 20 Valori di VUF con regolazione OLTC e regolazione locale al 5%.....	134
Tabella 21 Variazione del VUF medio con regolazione OLTC e locale al 5% rispetto al caso non regolato.....	134
Tabella 22 Valori di VUF con regolazione OLTC e regolazione locale al 1%.....	141
Tabella 23 Variazione del VUF medio con regolazione OLTC e locale al 1% rispetto al caso non regolato.....	141
Tabella 24 Valori di VUF con regolazione con il criterio delle aree	152

Tabella 25 Variazione del VUF medio con regolazione con il criterio delle aree rispetto al caso non regolato	152
--	-----

Sommario

In questi anni, per effetto delle politiche incentivanti per le fonti rinnovabili, si ha avuto una forte diffusione della generazione distribuita (GD) integrando impianti di produzione da fonti rinnovabili (soprattutto eolico e fotovoltaico) su tutti i livelli di tensione. La penetrazione di queste nuove tecnologie impone un ripensamento delle modalità di gestione delle reti di distribuzione che devono essere in grado di accogliere flussi bidirezionali e avere protezioni adeguate. In questo lavoro di tesi si andranno ad analizzare alcuni possibili metodi di regolazione per i profili di tensione di una rete di distribuzione che si sviluppa su due livelli di tensione, 20 kV e 400 V. In particolar modo si studierà un metodo di regolazione che permetta di simulare la gestione coordinata delle reti MT e BT in un unico strumento di calcolo realizzato in ambiente Matlab. Particolare rilevanza avranno le azioni degli Utenti in bassa tensione per la regolazione della rete con livello tensione maggiore.

Nel primo capitolo si riassumono i requisiti delle reti e degli Utenti BT e MT come presentate nelle Norme CEI 0-21 e 0-16 [1] [2]. Vengono introdotti tra questi le caratteristiche delle reti, i criteri di connessione degli Utenti e gli schemi di inserimento e connessione tipici dei due livelli di tensione.

Nel secondo capitolo si riprendono i vantaggi e gli svantaggi della distribuzione distribuita sulle reti attuali. Queste sono state progettate secondo una logica di produzione e distribuzione centralizzata quindi l'impatto sulla rete potrebbe essere rilevante sulle tensioni e sulle perdite.

Il terzo capitolo introduce la parte fondamentale del programma di calcolo di power flow utilizzato. Lo script si basa sul Metodo con Iniezione di Correnti di Correzione (CCI) che permette il calcolo dei flussi di potenza con modelli di rete multiconduttore tenendo conto delle interazioni tra tutte le fasi del sistema, compreso il conduttore di neutro.

Nel quarto capitolo viene presentata la rete test utilizzata per le simulazioni e un'analisi dello stato della rete senza regolazione. Inoltre, viene data una base teorica dei metodi tradizionali e della strategia di gestione, focus di questa tesi.

Infine, vengono presentati i risultati dei vari metodi con particolare attenzione agli effetti positivi della regolazione per aree e gli effetti sulla rete di bassa tensione.

L'innovazione introdotta da questa tesi è la possibilità, attraverso un unico strumento di calcolo, di valutare lo stato della rete di distribuzione nel suo complesso, potendo valutare gli effetti dei nuovi scenari di generazione e delle regolazioni proposte, sia sulla rete MT che BT.

1 Le reti di distribuzione

La struttura assunta da un moderno sistema elettrico può essere suddivisa in aree funzionali [3] [4]:

- Produzione: le problematiche specifiche di questo settore portano a gestire in modo autonomo questa fase.
- Trasmissione: permette di consegnare l'energia su vasta scala a livello nazionale e internazionale con tensioni che vanno da 380 kV fino ad estremi di 1500 kV in configurazione magliata.
- Subtrasmissione e distribuzione: comprende tre diversi livelli di tensione, dalle reti in Alta Tensione (AT) a 220 kV si passa alle reti in Media Tensione (MT) a 20 kV fino alle capillari reti in Bassa Tensione (BT) a 400 V.

Le reti in MT e BT sono comprese in quella che viene definita rete di distribuzione. Questa rete costituisce la prima vera rete di distribuzione capillare dalle stazioni (o cabine primarie) alimentate dalla rete in AT fino all'Utente finale monofase a 230 V. Le normative di riferimento che definiscono i criteri di connessione degli Utenti sono la CEI 0-21 per la bassa tensione e la CEI 0-16 per la media tensione.

In questo lavoro di tesi si andrà ad analizzare un metodo per studiare nella sua interezza il sistema di distribuzione e il suo comportamento in presenza di Generazione Distribuita (GD) quindi nelle prossime sezioni si studieranno le caratteristiche di tale sistema.

1.1 Rete di bassa tensione

Da Norma CEI 0-21 [1], nelle reti BT in Italia la tensione nominale U_n vale 230 V per forniture monofase e 400 V per forniture trifase anche se ancora rimangono porzioni del sistema esercite con tensione diversa, come ad esempio i 220 V fase-fase. La frequenza nominale f_n è di 50 Hz. Le caratteristiche della tensione al punto di connessione dell'utenza (Point of Delivery, POD) sono definite e descritte dalla norma CEI EN 50160, in particolare le variazioni ammesse per l'ampiezza della tensione sono entro il campo $\pm 10\%$ secondo i limiti temporali e le specifiche di misura fornite nella stessa Norma.

Questo sistema è gestito con linee di tipo rigorosamente diramato e alimentata tramite una cabina di trasformazione detta secondaria. In questa cabina è presente un trasformatore MT/BT del tipo Dyn11 con avvolgimenti primari a triangolo e avvolgimenti secondari a stella con neutro accessibile messo direttamente a terra o tramite resistenza di valore assai ridotto.

Il neutro in questo tipo di reti è connesso direttamente a terra in cabina secondaria, mentre viene debolmente vincolato al potenziale di terra lungo le linee BT. Viene distribuito ed è fatto divieto agli Utenti di impiegare il neutro come conduttore di protezione, nonché di collegare il neutro del Distributore alla terra dell'impianto di utenza.

Dal punto di vista della sicurezza, il sistema impiegato è di tipo TT (Fig.1.1). La prima lettera indica lo stato del sistema di distribuzione rispetto al potenziale di riferimento: la lettera T denota il collegamento diretto a terra di un punto del sistema, solitamente il centro stella del trasformatore, all'origine del sistema stesso. La seconda lettera indica lo stato delle masse presenti rispetto al potenziale di terra: la lettera T denota masse collegate direttamente a terra attraverso il conduttore di potenza PE.

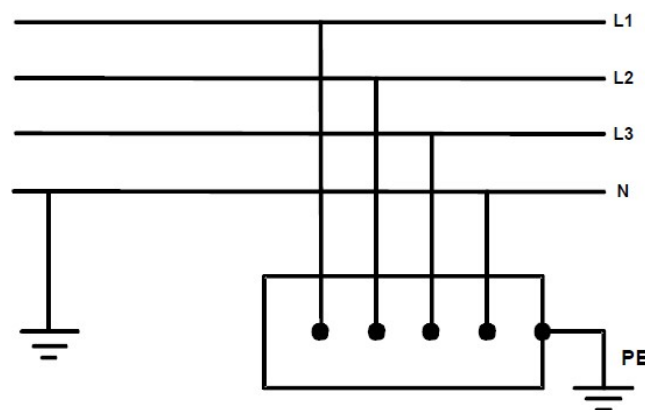


Figura 1.1 Schema di principio schema TT

In questo modo un guasto tra una fase e una massa provoca la circolazione di una corrente di guasto I_g dipendente dall'impedenza dell'anello di guasto costituita prevalentemente dalla resistenza di terra delle masse e del neutro (Fig.1.2).

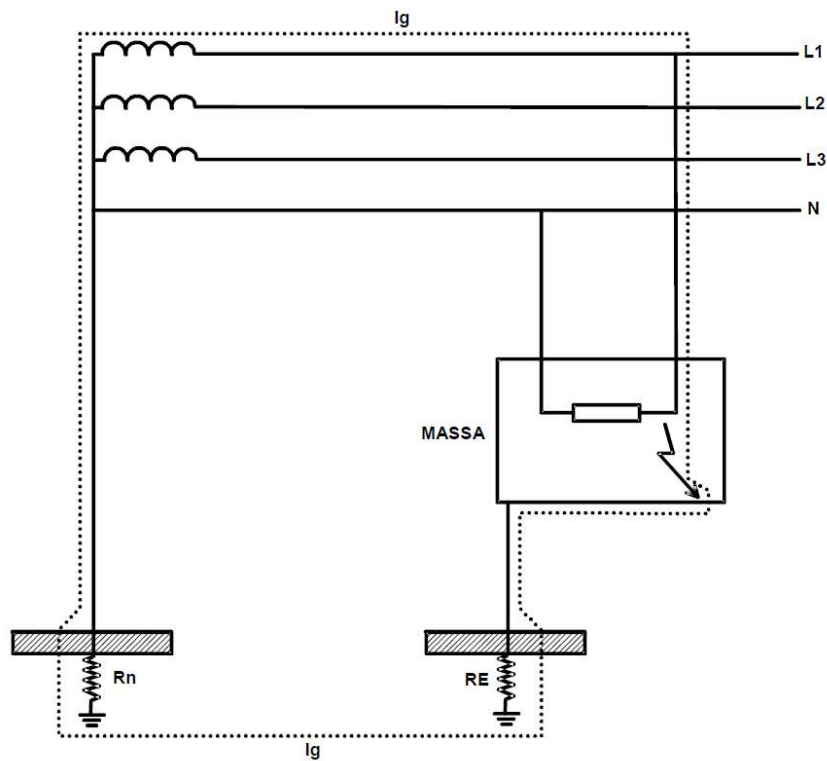


Figura 1.2 Corrente di guasto nello schema TT

Per consentire il corretto intervento dei dispositivi di protezione di tipo differenziale è necessario seguire le seguenti indicazioni:

- La messa a terra del neutro da parte del Distributore deve avere un valore inferiore a 180Ω .
- La resistenza RE, responsabilità dell'Utente, deve avere un valore opportunamente coordinato con i requisiti indicati nella Norma CEI 64-8 art. 413.1.4.

Le massime correnti di cortocircuito nei punti di consegna sono determinate dalla Norma CEI 0-21 assumendo una corrente di cortocircuito trifase ai morsetti alla sbarra BT non superiore al valore pianificato di 16 kA. Le protezioni utilizzate in caso di cortocircuito sono dispositivi di protezione a massima corrente.

Il valore massimo della corrente di cortocircuito da considerare per il dimensionamento delle protezioni dell'Utente è assunto pari a:

- 6 kA per forniture monofase,
- 10 kA per forniture trifase per Utenti con potenza disponibile fino a 33 kW,
- 15 kA per forniture trifase per Utenti con potenza disponibile sopra i 33 kW,
- 6 kA per la corrente di cortocircuito fase-neutro nelle forniture trifase.

I fattori di potenza delle correnti sopraindicate, sono mostrati in tabella:

Tabella 1 Fattore di potenza della corrente di cortocircuito

Valore della corrente di cortocircuito kA valore efficace	Fattore di potenza
$I = 6$	0,7
$I = 10$	0,5
$10 < I \leq 20$	0,3

I conduttori utilizzati in bassa tensione possono essere sia linee in cavo (tripolare con monopolare o 4 monopolari) che linee aeree in ogni caso presentano sempre il conduttore di neutro. Non viene effettuata la trasposizione delle fasi e non ci sono regole sul collegamento degli Utenti alle fasi. Dato che non sono presenti regole sul collegamento alle fasi, i carichi e i generatori in bassa tensione risultano in modo disomogeneo, dando luogo quindi a squilibri sulle fasi e impedendo di utilizzare per il calcolo del power flow la semplificazione del monofase equivalente. In ogni caso il livello di squilibrio deve essere contenuto entro i limiti dettati dalla norma.

La configurazione radiale a questo livello di tensione presenta una gran facilità di esercizio data la semplicità nell'individuare i guasti.

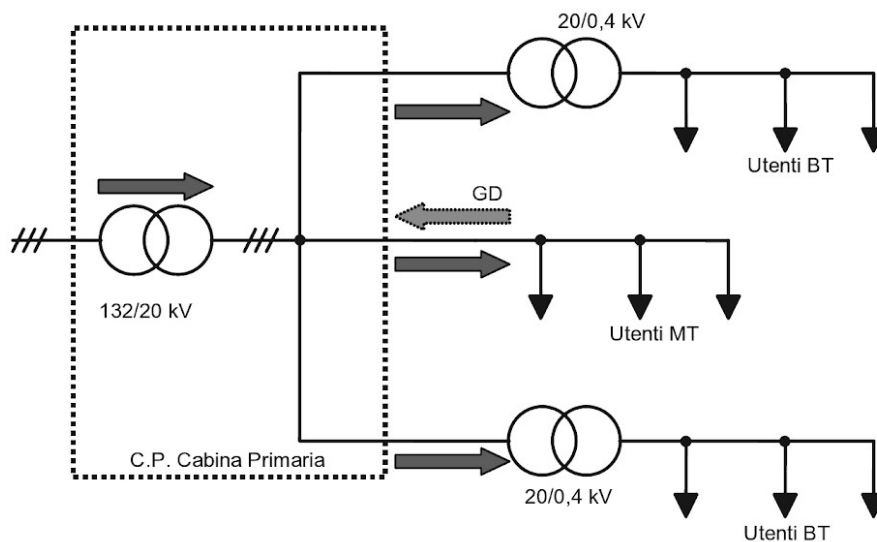


Figura 1.3 Struttura rete radiale MT/BT

Altri vantaggi sono la chiara distribuzione delle correnti sulla rete, la semplicità costruttiva e l'economicità nell'installazione (Figura 1.3 [4]). Tra gli svantaggi figurano invece la limitata possibilità di ampliamenti e la modesta qualità del servizio.

Per mitigare gli svantaggi risulta efficace l'adozione di "contro alimentazione" che consiste nell'assicurare alle reti radiali delle possibili "richiusure" su un diverso punto di alimentazione (Figura 1.4 [4]) in caso di guasti, pur mantenendo la struttura radiale. In questo caso i sistemi di interruzione e sezionamento di ogni linea di tipo (A) non sono mai contemporaneamente chiusi, per ciascuna linea, assieme a quelli di tipo (B).

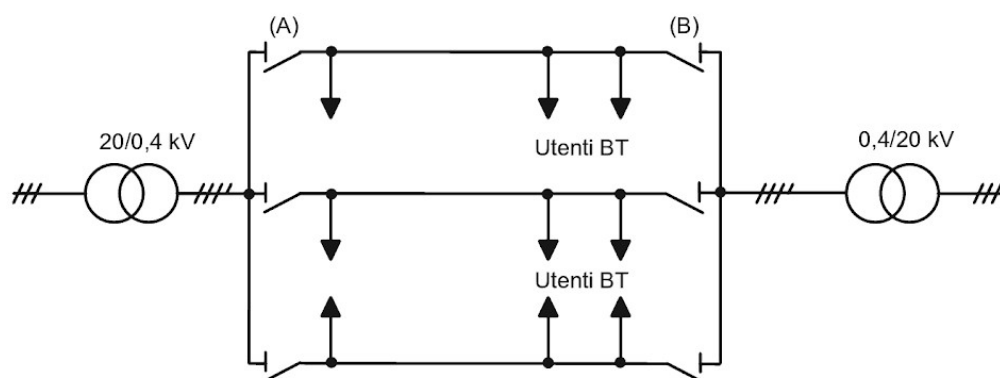


Figura 1.4 Rete radiale con possibilità di contro alimentazione

Un'ulteriore configurazione è quella doppio radiale. Tale configurazione, molto diffusa a livello di cabine secondarie, rappresenta una via di mezzo tra la soluzione radiale semplice e la soluzione radiale ridondante. La loro semplicità tecnologica le rende adatte per le CS e il sistema di sbarre è unico ma frazionato in due settori che possono essere gestiti separatamente o congiuntamente grazie ad un dispositivo di parallelo (congiuntore CG) come si vede in Figura 1.5 [4]. Il funzionamento di una rete BT ricade in due casistiche: il funzionamento normale e il funzionamento in isola intenzionale. Nel primo caso la rete opera nelle condizioni normali definite dalla norma mentre nel secondo caso il Distributore può temporaneamente mantenere in esercizio in isola intenzionale per motivi di manutenzione o per accordi precedentemente stipulati.

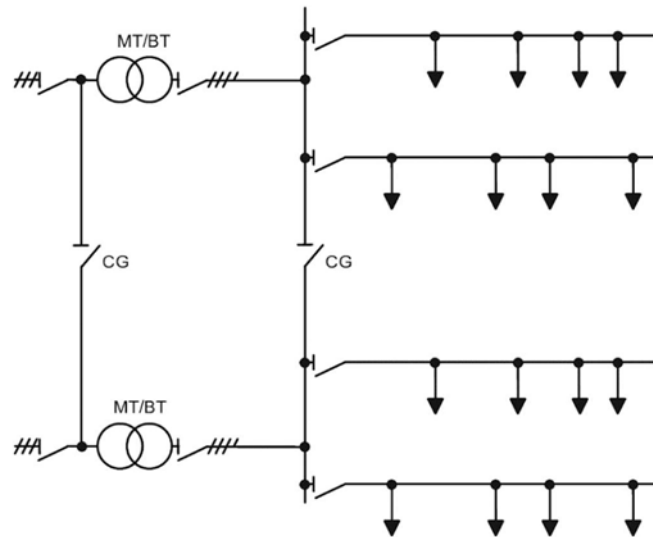


Figura 1.5 Rete doppio radiale

Durante l'esercizio in isola intenzionale, i parametri di qualità del servizio debbono essere contenuti entro i seguenti limiti:

- variazioni di frequenza:
 - $50 \pm 5 \%$ durante il 100 % del tempo;
 - $50 \pm 2 \%$ durante il 95 % del tempo;
- variazioni lente di tensione:
 - $U_n + 10 \%$;
 - $U_n - 15 \%$.

Tutti gli altri parametri di qualità del servizio possono invece subire un degrado in funzione delle caratteristiche della rete in isola e dei carichi e dei generatori connessi. In ogni caso nel funzionamento in isola, il Distributore, in veste di coordinatore, e gli Utenti devono:

- garantire la sicurezza delle persone con livello uguale a quello previsto durante le condizioni normali di funzionamento;
- assicurare l'eliminazione del guasto mediante l'utilizzo delle protezioni installate sulla rete e sui singoli impianti di produzione;
- adottare opportuni accorgimenti o procedure in modo da evitare condizioni potenzialmente pericolose per le apparecchiature connesse durante il ripristino del parallelo con la rete.

1.1.1 Qualità del servizio

La qualità del servizio, in inglese Power Quality (PQ), è l'insieme degli accorgimenti da considerare in sede di progetto o di gestione di una rete elettrica al fine di garantire un'adeguata fornitura di energia e quindi un corretto funzionamento dell'intero sistema elettrico. Rispetto al passato quindi si passa dalla semplice garanzia di funzionamento della rete a una visione organica della rete che assicura degli standard di prodotto. Questa svolta è cominciata a partire dalla fine degli anni '80 quando con la privatizzazione del settore, si è passati a considerare l'energia elettrica come un proprio e vero bene.

La qualità del servizio può essere definita in relazione a:

- continuità del servizio;
- qualità della tensione.

La continuità del servizio va intesa come mancanza di interruzioni senza preavviso della fornitura di energia elettrica, mentre la qualità della tensione considera le caratteristiche della tensione quali frequenza, ampiezza e contenuto armonico.

Per quanto riguarda la continuità del servizio, si possono riconoscere tre tipi di interruzioni che vanno a peggiorare la qualità del servizio:

- interruzioni lunghe, con durata maggiore di 3 minuti;
- interruzioni brevi, con durata tra 1 secondo e 3 minuti;
- interruzioni transitorie, con durata minore o uguale a 1 secondo.

La qualità della tensione invece è influenzata da caratteristiche come:

- frequenza;
- ampiezza e variazione della tensione alla frequenza di rete;
- buchi di tensione, intesi come riduzione temporanea della tensione al di sotto del 90% della tensione dichiarata per un periodo superiore o uguale a 10 ms e non superiore a 1 minuto ove non sussistano le condizioni di interruzione;
- variazioni rapide della tensione, intese come variazioni del valore efficace della tensione tra due livelli consecutivi stabili, dove si considerano livelli stabili se mantenuti per tempi prestabiliti (ad esempio 200 ms);
- sovratensioni;
- tensioni armoniche, intesa come tensione sinusoidale la cui frequenza è un multiplo intero della frequenza fondamentale della frequenza di rete;

- flicker, inteso come impressione soggettiva della variazione della luminanza di lampade ad incandescenza, o fluorescenti, dovuta a fluttuazioni rapide della tensione di alimentazione;
- squilibrio di tensione, intesa come tensione che presenta un certo grado di dissimmetria, cioè il rapporto tra l'ampiezza della componente di sequenza inversa e quella di sequenza diretta in un sistema trifase.

In questo lavoro di tesi si andranno ad analizzare più da vicino gli effetti della GD intesi come ampiezza e variazione della tensione alla frequenza di rete e grado di squilibrio trasmesso dalla BT alla MT tramite il trasformatore di cabina secondaria.

1.1.2 Caratteristiche Utenti BT

Gli Utenti direttamente connessi alla rete di distribuzione BT sono soggetti esercenti:

- impianti di utilizzazione dell'energia (chiamati punti di prelievo dal punto di vista della misura);
- impianti di produzione (chiamati punti di immissione dal punto di vista della misura);
- impianti di produzione e utilizzazione (assimilati a punti di prelievo);
- reti di distribuzione (nell'ambito dello stabilimento e del mantenimento delle connessioni tra reti di distribuzione).

Gli impianti di utilizzazione dell'energia possono essere caratterizzati, oltre che per la potenza disponibile, anche secondo la potenza dei carichi, la sensibilità dei carichi alla qualità dell'alimentazione, i disturbi immessi in rete e l'interrompibilità. Tali criteri hanno lo scopo di caratterizzare, in maniera semplificata, gli impianti di utilizzazione rispetto alle loro esigenze minime e ai fattori che le influenzano.

Gli impianti utilizzatori possono essere caratterizzati in funzione della sensibilità alla continuità del servizio e alle diverse caratteristiche della tensione in carichi non sensibili e carichi sensibili. La sensibilità coinvolge parametri come la continuità della tensione, i buchi di tensione, le variazioni di tensione, le sovratensioni, il contenuto armonico e la dissimmetria della tensione trifase. Un elenco non esauriente è riportato in Tabella 2. Tutti i carichi presenti sull'impianto dell'Utente devono rispettare le norme CEI che regolamentano i disturbi condotti e indotti nella rete cui essi sono collegati, in modo tale da non introdurre degrado alla qualità del servizio di rete.

Tabella 2 Carichi sensibili

	FENOMENO CONSIDERATO	Carico SENSIBILE	CONSEGUENZE
(a)	Buchi di tensione: $\Delta V \leq 30 \% U_N$ $\Delta t \leq 60 \div 100 \text{ ms}$	Apparati elettronici digitali di controllo di processo o macchinari calcolatori in genere	Arresti e/o anomalie dei processi/macchinari
		Azionamenti a velocità variabile (elettronica di potenza)	Interventi delle protezioni dell'elettronica di potenza
	Buchi di tensione: $\Delta V \geq 30 \% U_N$ $\Delta t \leq 60 \div 100 \text{ ms}$	In aggiunta a quanto sopra, dispositivi elettromeccanici (relé ausiliari, teleruttori)	Arresto quasi globale di tutte le utenze
(b)	Sovratensioni non impulsive (lunga durata)	Motori e macchine elettriche Bobine di contattori Lampade a incandescenza	Riduzione di vita degli isolamenti
	Variazioni lente di tensione $\Delta V = \pm 10 \% V_N$	Impianti di illuminazione Gli stessi apparecchi di (a) e (b)	In caso di riduzione, rallentamento o arresto di motori elettrici: le stesse conseguenze di (a) e (b)
	Sovratensioni impulsive	Componenti elettronici sia di controllo che di potenza.	Perforazione isolamenti
		Motori, cavi e macchinario elettrico in genere	Danneggiamento ai circuiti elettronici
	Transitori di commutazione (ponti convertitori, tecniche chopper)	Linee trasmissione dati e segnali a basso livello di potenza. Apparecchi elettronici di controllo	Malfunzionamento dei sistemi di controllo e di elaborazione dati.
	Armoniche	Condensatori	Sovra riscaldamento e danneggiamento condensatori
		Relé di protezione	Interventi intempestivi relé di protezione
		Collegamenti a basso livello di potenza	Malfunzionamento sistemi di controllo e trasmissione dati
		Motori e macchine rotanti	Incremento delle perdite di motori, trasformatori e cavi e conseguente. Sovra riscaldamento
		Trasformatori	
	Cavi elettrici		
Dissimmetrie e squilibri	Motori elettrici e macchine rotanti in genere	Sovra riscaldamento	

Gli impianti di utilizzazione possono essere caratterizzati in funzione dei disturbi immessi in rete nelle seguenti categorie:

- carichi non disturbanti;
- carichi distorcenti (carichi non lineari tra cui azionamenti a velocità variabile, lampade, convertitori statici, elettrodomestici, forni ad arco, saldatrici, trasformatori, motori, ecc.);
- carichi fluttuanti (saldatrici, motori di potenza elevata avviati direttamente in modo ripetuto nel tempo, inserzione di trasformatori, ecc.).

I disturbi massimi che possono essere immessi nella rete sono indicati dal Distributore tenendo conto dei margini disponibili nella zona di rete interessata e comprendono:

- variazioni di tensione lente e rapide;
- flicker;
- contenuto armonico;
- squilibrio delle fasi.

Gli impianti di produzione possono essere catalogati in funzione dei disturbi immessi in rete nelle seguenti categorie:

- impianti non disturbanti;
- impianti connessi tramite dispositivi distorcenti (per esempio impianti connessi tramite convertitori statici);
- impianti a produzione fluttuante (per esempio impianti eolici).

Tutti gli impianti di produzione devono essere progettati, costruiti ed eserciti per restare in parallelo con la rete per valori di tensione

$$85\% V_n \leq V \leq 110\% V_n$$

Riguardo all'esercizio in parallelo con la rete in funzione della frequenza, tutti gli impianti di produzione devono essere in grado di rimanere connessi alla rete negli intervalli di frequenza e per i tempi indicati nella Tabella 3. Si fa notare che, rispetto al passato, nelle più recenti versioni delle norme di connessione, le bande di frequenza e tensione per le quali si richiede un funzionamento (seppur limitato nel tempo) da parte dei generatori sono state ampliate, per far sì che questi continuino a supportare il sistema in condizioni che potrebbero altrimenti rivelarsi critiche.

Tabella 3 Minimi periodi di funzionamento nei diversi campi di frequenza

Campo di frequenza	Minimo periodo di tempo di funzionamento
47,5÷49 Hz	30 min
49÷51 Hz	Permanente
51÷51,5 Hz	30 min

Per quanto riguarda le potenze installabili, va ricordato che queste dipendono dal livello di tensione, prescindendo dagli aspetti di qualità e continuità del servizio. La Tabella 4

riassume le taglie disponibili per l'Utente, di conseguenza, per richieste di potenza superiori a 100 kW, è facoltà del distributore proporre la connessione in MT.

Tabella 4 Valori indicativi che è possibile connettere su diversi livelli di tensione nelle reti di distribuzione BT

Potenze kW	Livello di tensione della rete
≤ 100	BT
>100 ÷ ≤ 200	BT o MT

Le forniture sono di norma in monofase quando la potenza richiesta o immessa dall'utente non supera i 6 kW e in trifase per valori superiori. Tale limite è elevato a 10 kW nel caso in cui non ci siano difficoltà nell'esercizio della porzione di rete.

1.1.3 Criteri di connessione degli Utenti BT

L'obiettivo della connessione è garantire agli Utenti l'accesso alla rete, la continuità del servizio e la qualità della tensione considerando l'efficienza e la sicurezza del sistema elettrico nonché particolari esigenze dell'Utente. Concorrono al raggiungimento di tale obiettivo il corretto inserimento dell'impianto nella rete, gli schemi di connessione e la configurazione degli impianti di utenza, che devono assicurare (mediante la struttura del collegamento, gli organi di manovra ed i sistemi di misura, protezione e controllo) la piena compatibilità con la rete e con le esigenze della relativa gestione. In considerazione della molteplicità dei casi, il procedimento di determinazione e valutazione delle connessioni esamina separatamente le componenti che concorrono alle scelte impiantistiche e definisce soluzioni tipiche per i casi ricorrenti.

Le soluzioni per la connessione alle reti di distribuzione BT devono essere valutate tenendo conto delle richieste dell'Utente e verificando il corretto e sicuro funzionamento locale e globale della rete stessa. L'individuazione dell'impianto di rete per la connessione si articola nei seguenti passi:

- scelta della tipologia di connessione (monofase o trifase) e del punto della rete di distribuzione al quale l'impianto dell'Utente può essere connesso in relazione alla tipologia, alla potenza e alle esigenze di esercizio dell'impianto stesso e alle esigenze e alle caratteristiche della porzione di rete di distribuzione interessata;
- scelta dello schema d'inserimento dell'impianto (antenna, derivazione a T, ecc.).

Le scelte operate dal Distributore nel primo passo sono operate in base alla potenza disponibile in prelievo, per gli Utenti passivi, e la potenza disponibile in immissione per gli Utenti attivi, nonché dalla taglia dell'impianto che deve essere compatibile con i criteri di esercizio della rete. In generale devono essere valutati i profili di tensione, la selettività delle protezioni nonché lo sfruttamento delle linee e dei trasformatori. Un altro aspetto fondamentale sono le caratteristiche della rete limitrofa, quindi la dislocazione dei carichi circostanti sia nell'assetto della rete attuale che previsionale. Importante è il contributo dei generatori alla potenza di cortocircuito, che non deve far superare in alcun punto della rete i livelli di cortocircuito previsti dal Distributore e i disturbi, condotti e indotti, iniettati in rete devono rispettare le norme CEI. Infine la connessione dipende dalle esigenze dell'Utente in merito alla qualità del servizio, perciò richieste che riguardano continuità del servizio, variazioni lente della tensione, potenza di cortocircuito e qualità della tensione.

Nel secondo passo si va ad individuare lo schema di inserimento dell'impianto dell'Utente nella rete considerando le opportunità di inserimento legate alla vicinanza di elettrodotti, cabine primarie e secondarie. In tale scelta concorrono i seguenti fattori:

- la potenza dell'impianto;
- la posizione dell'impianto rispetto alla rete e la presenza, nell'area di interesse, di impianti di produzione, di linee, di cabine secondarie;
- la possibilità di ampliamento di cabine secondarie e, più in generale, le possibilità di sviluppo della rete;
- i dispositivi di protezione e automazione presenti sulla rete del Distributore;
- le esigenze dell'Utente in merito alla continuità e alla qualità del servizio.

Tali valutazioni debbono essere condotte, ove necessario, con riferimento alle situazioni ritenute più significative in fase di pianificazione della rete, come carico previsionale alla punta, carico minimo, produzione massima, produzione minima. Le diverse soluzioni di connessione sono contraddistinte da differenti livelli di affidabilità. L'affidabilità dello schema di connessione è correlata alla durata cumulata probabile di interruzione del servizio (ore/anno) e al numero di interruzioni, sopportate dall'Utente a causa di guasti sul sistema di alimentazione o per lavori, anche se questi ultimi, in generale, sono programmabili e l'interruzione per lavori avviene generalmente con preavviso.

1.2 Rete di media tensione

Da Norma CEI 0-16 [2], nelle reti MT sono maggiormente diffusi due valori di tensione di esercizio, 15 kV e 20 kV anche se rimangono alcune porzioni del sistema di MT esercite con differenti livelli come i 23 kV e i 9 kV. La frequenza nominale f_n è di 50 Hz. La rete MT è gestita prevalentemente con neutro messo a terra tramite impedenza costituita da reattanza induttiva e resistenza o da semplice resistenza. Alcune porzioni di reti MT sono tutt'ora esercite a neutro isolato. Il guasto monofase a terra è il guasto più frequente (dal 70% al 90% dei casi) quindi lo stato del neutro ha grande rilevanza soprattutto per i riflessi sulla continuità e qualità della potenza fornita.

Nel caso di neutro isolato, l'aumento dell'estensione delle reti comporta un aumento dei livelli di corrente di cortocircuito monofase terra, poiché il neutro è messo a terra tramite le capacità parassite delle linee sane. Nonostante ciò la scelta del neutro isolato mantiene immutata la sua validità, sotto l'aspetto della continuità del servizio, grazie alla introduzione della protezione varmetrica di sequenza omopolare e della tecnica di richiusura automatica. Nel caso di guasto a terra circola bassa corrente capacitiva e si garantisce una certa semplicità di esercizio. Tra gli svantaggi ci sono le grandi sollecitazioni dell'isolamento, il fenomeno dell'arco a terra intermittente e la possibilità di restare in servizio con fase a terra per guasto fortemente resistivo, quindi costituendo un pericolo per le persone. La norma fornisce una formula empirica approssimata per determinare convenzionalmente il valore in Ampere della corrente di guasto monofase a terra:

$$I_f = U(0,003L_1 + 0,2L_2) \quad (1.1)$$

dove U è la tensione nominale tra le fasi della rete in kV, L_1 è la somma delle lunghezze in km delle linee aeree, L_2 è la somma delle lunghezze in km delle linee in cavo, ordinariamente collegate metallicamente fra loro durante il funzionamento della rete in condizioni normali.

Nel caso di neutro accordato tramite induttanza (Bobina Petersen), il neutro non si richiude più attraverso le capacità parassite quindi le correnti di cortocircuito monofase a terra sono indipendenti dall'estensione della rete. Accordando la bobina si possono ridurre fortemente i valori di corrente di cortocircuito e si permette l'autoestinzione dell'arco. Quindi le protezioni richieste sono solamente un relè wattmetrico di sequenza omopolare, reso sensibile al guasto grazie all'espedito di aumentare artificialmente la componente attiva della corrente di guasto attraverso la connessione di una resistenza di valore

opportuno in parallelo alla bobina. Con questa configurazione i vantaggi sono molteplici: nel punto di guasto, se la bobina è perfettamente accordata non circola alcuna corrente, la probabilità di autoestinzione dei guasti a terra è elevata anche con un certo grado di disaccordo della bobina di Petersen rispetto alla rete, infine estinguendo gli archi a terra, la bobina previene i guasti intermittenti. Uno degli svantaggi invece è la minor semplicità di esercizio e la difficoltà nell'individuare selettivamente la linea guasta. La bobina Petersen si inserisce nel collegamento al centro stella del trasformatore AT/MT di cabina primaria, tuttavia non essendo spesso accessibile il centro stella, si ricorre ad un collegamento con reattore formatore di neutro a zig-zag.

Il sistema di protezione della rete MT è strutturato e coordinato in modo da operare l'eliminazione selettiva di cortocircuiti, sovraccarichi e guasti a terra in tempi correlati alle prestazioni delle apparecchiature di manovra e dei sistemi di protezione che la tecnologia rende disponibili. Mentre non sono adottate misure contro l'interruzione di fase. Usualmente è prevista l'effettuazione della richiusura automatica rapida e/o una o più richiusure lente, sia in CP (caso più comune) che lungo linea. Inoltre, possono essere installati dispositivi telecontrollati manualmente e/o automaticamente al fine della selezione della porzione di rete sede del guasto.

Le reti MT di distribuzione sono generalmente esercite in modo radiale con neutro isolato e sono solitamente controalimentabili. Nelle reti con possibilità di controalimentazione esistono collegamenti usualmente aperti, che vengono riconfigurati in caso di guasti per assicurare la continuità del servizio. Figure di reti radiali e controalimentabili son la Fig. 1.3 e la Fig. 1.4. Un altro tipo di configurazione è quello di reti radiali ridondanti. Queste non differiscono sostanzialmente dalla struttura radiale ma grazie ad un maggior impiego di "strutture di nodo" (sbarra, interruttori e sezionatori, trasformatori di riserva "pronta") assicurano rapide riconfigurazioni in caso di guasti. Le più comuni sono:

- reti radiali inserite in sistemi a doppia sbarra e con doppia alimentazione; in figura 1.9 [4] è mostrato un esempio di rete radiale alimentata da due trasformatori ridondanti AT/MT a loro volta alimentati da due diversi centri di alimentazione. Tutti gli elementi della rete, salvo solo la linea radiale terminale, sono prontamente "sostituibili" da altri in caso di guasti con semplici manovre da attuarsi sui componenti di interruzione/sezionamento. Lo svantaggio sta nella maggiore complicazione che comporta maggiori costi di investimento.

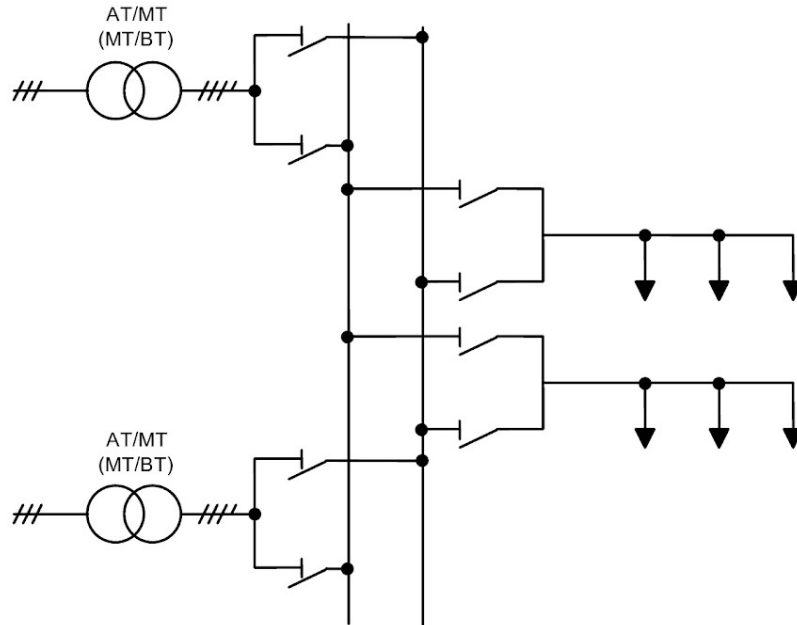


Figura 1.6 Rete radiale con doppia sbarra e doppia alimentazione

- Reti doppio radiali; già studiate in caso di reti BT e in figura 1.5

Una tipica struttura di rete di una linea di distribuzione MT è la rete in anello in Fig. 1.10 [4]. Questa tipologia di rete è utilizzata frequentemente per alimentare grossi carichi concentrati come industrie e ospedali per i quali sia importante mantenere la continuità di esercizio. Raramente tali configurazioni vengono utilizzate in BT perché se da un lato consentono una migliore distribuzione del carico e una maggiore continuità di servizio rispetto alle reti di forma aperta, dall'altro devono essere protette nei singoli tronchi, in cui possono essere suddivise, grazie ai numerosi interruttori, mediante sistemi di protezione più complessi (massima corrente e direzionali).

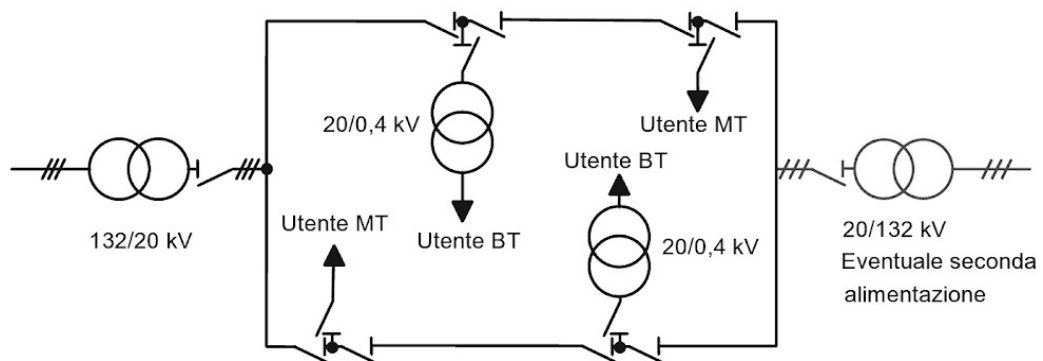


Figura 1.7 Rete ad anello (gestita ad anello aperto)

Come per le reti BT anche le reti MT possono avere diversi regimi di funzionamento. Un funzionamento a regime in cui i valori di tensione e di frequenza rimangono entro i limiti dettati dalla norma, e un regime in isola intenzionale. In questo funzionamento i parametri di tensione e frequenza sono gli stessi normati per le reti in BT (Sezione 1.1). Il funzionamento permanente in isola intenzionale, nella prospettiva delle smart grid, non è oggetto di prescrizioni della Norma CEI 0-16; eventuali realizzazioni sono soggette a condizioni specifiche ed accordi tra Distributore e Utenti.

1.2.1 Qualità del servizio delle reti MT

I parametri e le definizioni introdotti per le reti di distribuzione BT nella sottosezione 1.1.1, valgono anche per le reti di distribuzione in MT.

1.2.2 Caratteristiche Utenti MT

Le caratteristiche e le definizioni degli Utenti MT sono simili a quelle degli Utenti BT analizzate nella sottosezione 1.1.2. Nella media tensione sono presenti inoltre gli Utenti interrompibili. Si definiscono Utenti Interrompibili quegli Utenti che hanno sottoscritto un contratto per la fornitura del servizio di interrompibilità limitatamente ad alcuni carichi all'interno del proprio sito industriale. L'architettura di controllo prevede che l'Utente interrompibile debba dotarsi di un collegamento per la trasmissione dati tra il proprio sito industriale ed una sede del Gestore, generalmente la più vicina. Inoltre, presso il sito industriale è installata una macchina di teleoperazioni, denominata Unità Periferica di Distacco Carichi (UPDC) che acquisisce la misura del carico asservito in tempo reale e quella di tutto il sito industriale, nonché altre informazioni ausiliarie, ed attua il comando di distacco su ordine proveniente dalle sale controllo del Gestore.

Le potenze installabili in MT sono mostrate in tabella 6. Va ricordato che come per gli Utenti BT la potenza installabile prescinde gli aspetti di qualità e continuità del servizio.

Tabella 5 Valori indicativi che è possibile connettere su diversi livelli di tensione nelle reti di distribuzione MT

Potenza MW	Livello di tensione della rete
$\leq 0,1$	BT
0,1 - 0,2	BT
	MT
0,2 - 3 Limite superiore elevato a 6 MW per impianti di produzione	MT
3 - 10 Limite inferiore elevato a 6 MW per impianti di produzione	MT
	AT
10 – 100 impianti di utilizzazione 10 – 200 impianti di produzione	AT

Gli impianti di produzione devono essere progettati, realizzati ed eserciti per rimanere connessi alla rete MT, mantenendo costante in modo continuativo la potenza erogata in ogni condizione di carico nelle normali condizioni di funzionamento della rete stessa, ovvero quando tensione e frequenza, nel punto di connessione, si mantengono nei seguenti campi di variazione:

$$90\% U_n \leq U_n \leq 110\% U_n$$

$$49,9 \text{ Hz} \leq f \leq 50,1 \text{ Hz}$$

Inoltre, essi devono essere in grado di rimanere connessi alla rete variando la potenza erogata nei modi stabiliti dalla presente norma, in condizioni eccezionali di funzionamento della rete ovvero quando nel punto di connessione la tensione e la frequenza, per periodi di durata limitata, possono rispettivamente variare nei campi di:

$$85\% U_n \leq U_n \leq 110\% U_n$$

$$47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$$

Al fine di assicurare quanto sopra, le protezioni di interfaccia e le protezioni dei generatori, nonché i sistemi di regolazione degli stessi, dovranno essere regolati in modo coerente con i limiti di tensione e frequenza indicati, tenendo conto dei margini di sicurezza da applicare ai valori di regolazione impostati.

1.2.3 Criteri di connessione degli Utenti MT

Come per le reti in bassa tensione, i criteri di connessione e inserimento si basano su quattro requisiti fondamentali: garantire l'accesso alla rete e tutti gli Utenti, la continuità del servizio e la qualità della tensione mantenendo al contempo l'efficienza e la sicurezza del sistema. Per raggiungere tali obiettivi si scelgono quindi schemi di inserimento e configurazioni di connessione con i relativi collegamenti, organi di manovra, sistemi di misura, protezione e controllo.

Le soluzioni per la connessione alle reti di distribuzione MT devono essere valutate tenendo conto delle richieste dell'Utente e verificando il corretto e sicuro funzionamento locale e globale della rete stessa. I passi per l'individuazione dell'impianto sono i seguenti:

- livello di tensione e punto della rete di distribuzione al quale l'Utente può essere connesso in relazione alla tipologia, alla taglia e alle esigenze di esercizio dell'impianto Utente e alle esigenze e alle caratteristiche della porzione di rete di distribuzione interessata;
- schema d'inserimento dell'impianto (entra-esce, antenna, ecc.);
- schema di connessione (sistemi di sbarra e organi di manovra e d'interruzione, in relazione alla manutenzione e al sistema di protezione della rete).

Il primo passo consiste nella scelta del livello di tensione e del punto nel quale inserire l'impianto. Tali scelte sono operate dal Distributore sulla base di vari fattori tra cui la taglia dell'impianto, che deve essere compatibile con i criteri di esercizio della rete (vedi Tab 6), la dislocazione dei carichi circostanti, sia nell'assetto della rete attuale che previsionale, le caratteristiche della rete limitrofa e i livelli di disturbo immessi dalle utenze sia attive che passive che devono essere tali da non far superare i livelli di pianificazione della compatibilità elettromagnetica stabiliti dalla Norma CEI EN 61000-2-12. Importante è il contributo dei generatori alla potenza di cortocircuito, che non deve far superare in nessun punto della rete i livelli di cortocircuito previsti dal Distributore, considerando tutti i contributi dell'impianto indipendentemente dalla massima potenza scambiabile. A tale riguardo, la corrente massima di cortocircuito raggiunta a seguito della nuova connessione non deve essere superiore al 80% del potere di interruzione degli interruttori già presenti (corrente di cortocircuito trifase massima ai fini del dimensionamento delle apparecchiature). Il margine residuo del 20% è dedicato all'incertezza della pianificazione e dell'esercizio della rete nonché, all'incertezza dei dati di rete.

Nel secondo passo, l'individuazione dello schema e del punto di inserimento dell'impianto dell'Utente sulla rete è condotta dal Distributore con le stesse modalità descritte alla sottosezione 1.1.3 per gli Utenti BT.

Infine, nell'ultimo passo si va a scegliere lo schema di connessione che più soddisfa le esigenze dell'Utente in merito alla continuità del servizio, variazioni lente, buchi di tensione, potenza di cortocircuito e qualità della tensione.

2 Gestione della rete attiva

La direzione dello sviluppo delle reti di distribuzione europee è verso una generazione sempre più distribuita e meno centralizzata con il ricorso a quote crescenti di energia rinnovabile e dispositivi per l'efficientamento energetico [5]. Tali direttrici di sviluppo convergono verso il ripensamento dei criteri di gestione della rete elettrica, per favorire tale processo e permettere il coinvolgimento della Generazione Distribuita e dell'Active Demand [6]. Con Generazione Distribuita (GD), si intende l'insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MW e connessi, di norma, alle reti MT e BT. Active Demand è un concetto che indica la partecipazione da parte del carico nella gestione della rete. La diffusione della GD rappresenta una grande opportunità per il sistema elettrico come anche una grande sfida dal punto di vista tecnico-economico. Dal punto di vista della gestione della rete costringe il Distributore e l'utenza a rivedere le strategie di controllo della tensione mantenendo dei definiti livelli di power quality.

2.1 Situazione attuale

A livello europeo, le cause alla base della rivoluzione in corso sono da rinvenire nello sviluppo della GD e nel coinvolgimento attivo degli utenti finali delle reti energetiche che a sua volta sono l'unica via possibile per centrare i traguardi di aumento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e di riduzione delle emissioni inquinanti, parte del cosiddetto pacchetto "20-20-20" al 2020 [7]. Queste, ad oggi, rappresentano le due cause principali che portano verso le reti intelligenti o "smart grids", nell'ordine di priorità che esse rivestono: serve infatti subito connettere le unità di generazione diffusa, garantendo un reale apporto (oggi per certi versi limitato) alla sicurezza del complessivo sistema elettrico e alla gestione e al controllo delle reti di distribuzione; più in prospettiva, serve anche introdurre maggiori possibilità per i clienti finali (domani magari anche "mobili", in quanto possessori di veicoli elettrici, o particolarmente flessibili in quanto proprietari di sistemi di storage) di aderire a segnali di prezzo.

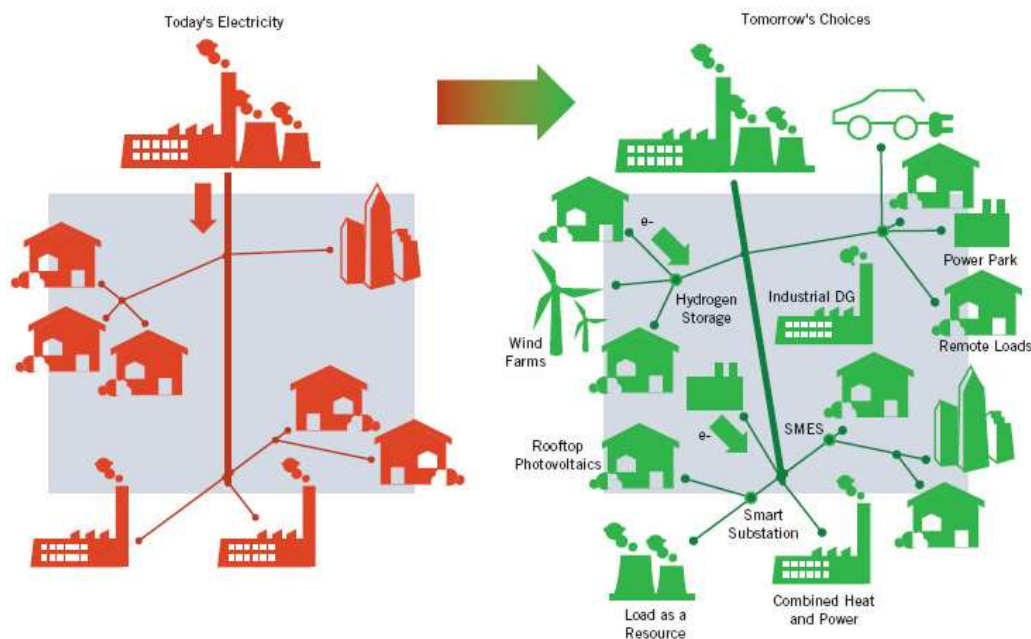


Figura 2.1 Passaggio dalla rete tradizionale alle "smart grids"

Fino a qualche anno fa la rete di distribuzione era esercita in modo verticale e integrato. Un unico soggetto controllava la filiera dalla produzione, alla distribuzione, passando per la trasmissione. In quello scenario le azioni di controllo dei parametri di qualità avvenivano in modo centralizzato [8], il soggetto regolatore controllava i parametri di una rete puramente passiva e agiva di conseguenza (Figura 2.1). Oggigiorno tale approccio non è più valido poiché la presenza di GD cambia totalmente il comportamento della rete, se prima il gestore doveva controllare essenzialmente la tensione a fine feeder, ora i generatori distribuiti possono innalzare la tensione nei rispettivi nodi, complicando le logiche di controllo. Inoltre, la grande penetrazione di GD sta progressivamente escludendo dal mercato gruppi di generazione a fonte fossile (più costosi), risultando in maggiori difficoltà (e quindi costi) per la gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale, data la riduzione dell'inerzia del parco di generazione.

2.2 Impatto sulla sicurezza e sull'esercizio del sistema

Sono innumerevoli i vantaggi dati dalla diffusione della GD e dalle tecniche per rendere una rete "smart". La GD può fornire un'alimentazione di back-up in occasione di guasti sulla rete di distribuzione, può coprire le richieste di picco nei momenti critici della giornata e aiutare a ridurre i buchi di tensione migliorando complessivamente la qualità del servizio.

Oggigiorno esiste la necessità di sfruttare appieno il potere regolante della GD attraverso una modalità di gestione attiva della rete di distribuzione impiegando sistemi di protezione, controllo e comunicazione in grado di trasferire dalla CP opportuni segnali, in modo da consentirne una migliore integrazione nella rete di distribuzione [7]. L'insieme delle nuove funzionalità rende il sistema elettrico "smart" e può quindi assicurare la diffusione della produzione da fonti rinnovabili su ampia scala, che avrebbero un impatto sistemico ed economico vastissimo. Tra le funzioni innovative di una smart grid si possono elencare:

- il telecontrollo e la gestione in tempo reale della rete di distribuzione MT e BT tramite scambio informativo tra tutti gli elementi del sistema;
- l'automazione avanzata di rete (selettività logica lungo linea, controalimentazione automatica) in assetto radiale o ad anello;
- la previsione e il controllo della produzione da GD nella prospettiva di un dispacciamento locale;
- il controllo del carico, la comunicazione dei dati all'interno della rete domestica e l'abilitazione di strategie di demand response;
- il controllo e gestione dei sistemi di accumulo;
- l'integrazione in rete di infrastrutture di ricarica dei VE.

In Italia sono state già implementate alcune misure per rendere la rete più "smart". Gli esempi più esemplificativi sono l'automazione e il coordinamento delle protezioni per la gestione dei guasti nelle reti MT e la diffusione dello smart metering. La diffusione di contatori elettronici (ad oggi oltre il 95% dei clienti finali) permetterà in futuro di sviluppare strategie di demand response che possano consentire una reale partecipazione dei clienti finali al mercato elettrico.

Qualora non si intervenisse coordinando la produzione di energia da parte della GD, questa potrebbe rappresentare uno svantaggio, data l'attuale struttura della rete. In generale, la struttura delle reti di distribuzione, concepita in origine per connettere utenti passivi al minimo costo, è di tipo radiale, con possibili controalimentazioni in caso di guasto permanente o di manutenzione. Gli impianti di produzione sono connessi alla rete seguendo un approccio *fit&forget*. In questo modo, una volta connessi, i generatori producono quando e come possibile a seconda della disponibilità della relativa fonte rinnovabile, senza fornire servizi di regolazione, e comportando così una serie di problemi che diventano sempre più evidenti in presenza di inversione di flusso sia a livello di rete MT (situazione nella quale la potenza attiva fluisce dalla rete di distribuzione MT verso la rete AT) sia di singola linea

MT. Le problematiche create sono sia di tipo tecnico, sia di tipo economico, e sono in parte associate alle modalità di esercizio con cui sono state gestite inizialmente le fonti rinnovabili non programmabili, oltre che all'aleatorietà delle fonti stesse. In ordine di criticità, i principali problemi legati alla GD che possono indurre conseguenze negative sul funzionamento del sistema elettrico sono legati:

- all'influenza sulla sicurezza e sull'esercizio del sistema (con riferimento alla regolazione della tensione)
- all'influenza sull'approvvigionamento delle risorse (sia nella fase di programmazione del Mercato del Giorno prima, sia nelle fasi di programmazione del Mercato per il Servizio di Dispacciamento e di gestione in tempo reale del Mercato di bilanciamento).

Queste criticità diventano ancora più rilevanti quando le unità di generazione risultano installate con particolare concentrazione in zone ben definite del sistema elettrico che, a volte, possono essere isolate o debolmente interconnesse, compromettendo così la sicurezza dell'intero sistema: tale problema è ulteriormente accentuato per unità di GD da fonte rinnovabile non programmabile. In questo caso, infatti, la possibile imprevedibilità nel livello effettivo di produzione che le caratterizza può rendere più critica la situazione.

I problemi maggiori che limitano la diffusione della GD sono i vincoli tecnici presenti nelle norme. In alcuni casi la connessione di generazione in MT e BT causa una violazione di tali limiti e blocca l'espansione della GD. I principali vincoli tecnici che tengono conto delle attuali strategie di gestione di rete e dell'attuale situazione normativa sono:

- variazioni lente di tensione

La connessione di un generatore lungo una linea MT determina l'incremento della tensione in quel punto e, più in generale, la variazione del profilo di tensione lungo la linea. In conformità a quanto indicato dalla EN 50160, la tensione di esercizio di ogni nodo della rete deve comunque essere compresa tra il 90% ed il 110% della tensione nominale per almeno il 95% del tempo (per il restante 5% è concesso che la tensione scenda fino all'85%).

- variazioni rapide di tensione

L'improvvisa disconnessione di un generatore dal nodo di una linea MT determina una variazione della tensione in quel nodo e lungo la linea. Si è fatto riferimento a quanto contenuto nella EN 50160; tale norma, per le variazioni rapide di tensione, non fissa un limite vincolante, ma fornisce solo un valore indicativo pari al $4 \div 6\%$ della tensione nominale per reti MT.

- limiti di transito per vincoli termici sulle linee

La GD può dar luogo ad inversioni di flusso lungo tratti di linea MT. In tal caso occorre garantire che, in nessun tratto della linea, il valore della corrente sia superiore alla portata di regime dei conduttori.

Nelle seguenti sottosezioni si andranno ad analizzare le problematiche più critiche causate dalla diffusione della GD tra cui inversione dei flussi, i profili di tensione e lo sbilanciamento delle fasi.

2.2.1 Inversione dei flussi

Nelle ore centrali della giornata di generatori statici fotovoltaici hanno profili di generazione che raggiungono il loro picco di generazione. L'aumento della quantità di GD presente in rete può quindi comportare il verificarsi di fenomeni di inversione di flusso sia a livello di rete MT che di rete BT [9]. In questa situazione la potenza fluisce dalla rete a tensione inferiore alla rete a tensione maggiore attraverso i trasformatori di cabina primaria e secondaria. La rete di distribuzione diventa quindi, a tutti gli effetti, una parte attiva del sistema elettrico; si rende perciò necessaria l'installazione di dispositivi di protezione idonei ad operare con rete a valle attiva. In pratica, è necessario adottare tutti quei provvedimenti impiantistici atti a fronteggiare la possibilità di funzionamento in isola indesiderata di un'intera rete di distribuzione. Tale possibilità diviene realistica qualora il flusso di potenza, per almeno una data percentuale delle ore annue di funzionamento, abbia direzione opposta a quella usuale. Secondo quanto stabilito dalla norma CEI 0-16, un livello indicativo della soglia accettabile di ore/anno in cui l'inversione di flusso può essere tollerata, considerandone trascurabili gli effetti, è stabilito nel 5% del tempo annuo. Il fenomeno risulta altresì evidente se si considerano i dati relativi ai trasformatori AT/MT installati nelle Cabine Primarie, sulle quali si è registrata l'inversione del flusso di energia dal lato MT verso la Rete di Trasmissione Nazionale. Nel 2017 dei totali trasformatori di CP circa il 31% è in inversione di flusso per almeno 7 ore mensili (il dato al 2010 era del 9%), e circa il 23% è in inversione di flusso per almeno 36 ore mensili (il dato al 2010 era del 7%) [10]. L'inversione di flusso rappresenta, quindi, un primo possibile indicatore di 'attività' delle reti. Infatti, è immediato intuire che una presenza crescente di GD sulle reti farà aumentare tale fenomeno, rendendo meno affidabile il funzionamento dell'intero sistema elettrico.

2.2.2 Profili di tensione

Un'alterazione dovuta alla presenza di utenti attivi sulla rete di distribuzione è relativa al profilo di tensione. Nell'attuale configurazione passiva della rete di distribuzione, la logica di regolazione prevede di impostare un riferimento di tensione opportunamente elevato in CP (ricorrendo alla regolazione del Variatore Sotto Carico, VSC), così da compensare le cadute di tensione sulle linee e rispettare l'indicazione della EN 50160 ($U_n \pm 10\%U_n$) anche nei punti di consegna a fondo linea. In queste condizioni di funzionamento e con rete passiva, le tensioni hanno sempre andamento non crescente (come da Figura 2.2 linea blu), per via del fatto che i flussi di potenza attiva e reattiva, provenienti dalla CP, attraversano le dorsali unidirezionalmente verso valle, determinando cadute di tensione su ogni tratto di linea [7]. Invece, nel caso di rete attiva, la presenza di GD determina un radicale cambiamento del regime di tensione sui feeder: la connessione di un generatore lungo una linea MT può infatti invertire i flussi di potenza, determinando un incremento della tensione in quel punto (come da Figura 2.2 linea rossa) e, più in generale, la variazione del profilo di tensione lungo l'intero feeder, anche ben al di sopra dei valori tollerabili.

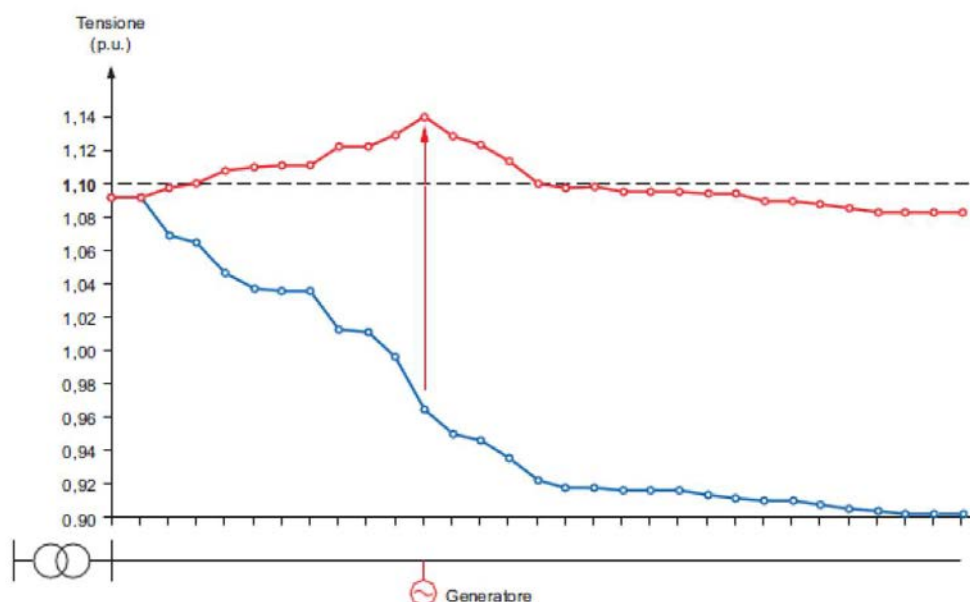


Figura 2.2 Esempio di profili di tensione con e senza GD

La regolazione di tensione come attuata oggi non risulta più efficace, anzi, può avere effetti dannosi sui profili di tensione di rete: la tecnica attuale di impostazione dei setpoint

in CP potrebbe, infatti, causare l'infrazione dei limiti di tensione superiori, in corrispondenza di quei nodi, a potenziale maggiore delle sbarre MT, dove è installata la GD. Tale situazione si verifica spesso a causa della differenza tra i profili di generazione e di carico della rete. Essendo il fotovoltaico una fonte rinnovabile non programmabile, il suo picco di produzione non coincide con il picco di carico, quindi nei momenti centrali della giornata si può verificare questo fenomeno sui nodi di forte generazione. Per studiare questo disturbo nel nostro caso studio verranno analizzati due feeder, uno con forte componente di generazione e uno con prevalente componente di carico. Si andranno a studiare gli effetti della regolazione tramite variatore sotto carico in CP di due feeder con profili di tensione nettamente diversi.

2.2.3 Sbilanciamento delle tensioni di fase

La Norma CEI 0-21 specifica che gli impianti di produzione collegati alla rete mediante un sistema elettrico di distribuzione monofase possono avere una potenza complessiva fino a 6 kW ed è facoltà del Distributore elevare la suddetta potenza fino a 10 kW [1]. Nel caso in cui generatori e carichi siano connessi a diverse fasi, si può avere il fenomeno dello sbilanciamento delle fasi. In tal caso la potenza che fluisce nei conduttori è diversa, cambiano i profili di tensione per ogni fase e di conseguenza aumenta la tensione di neutro. La stessa normativa pone dei limiti a tale squilibrio e fissa il parametro LSP (Limite alle Squilibrio Permanente) inteso come differenza tra fase con potenza maggiore e fase con potenza minore uguale al valore di potenza complessiva. La normativa individua due tipi di squilibrio: lo squilibrio permanente e lo squilibrio transitorio. Nel primo caso si ammette come limite il valore LSP sopra specificato e, in caso di impianti trifase realizzati con più unità monofasi, si ammette una installazione tale da avere un possibile squilibrio di potenza generata tra le fasi fino allo stesso limite. Nel secondo caso qualora l'installazione preveda, in qualsiasi condizione di esercizio, un possibile squilibrio superiore al valore di LSP, deve essere previsto un automatismo che riporti lo squilibrio di potenza ad un valore inferiore allo stesso LSP. L'automatismo deve inoltre provvedere a scollegare l'impianto dalla rete qualora la condizione di squilibrio persista:

- per un massimo di 30 minuti nel caso lo squilibrio sia compreso tra 6 kW e 10 kW. Qualora il Distributore abbia elevato il limite di potenza per la connessione monofase a 10 kW, questa condizione non deve essere attuata;
- per un massimo di 1 minuto nel caso lo squilibrio superi i 10 kW.

Nella trattazione seguente le reti BT saranno fortemente squilibrate quindi sarà interessante andare a vedere come si propaga tale disturbo in MT attraverso i trasformatori di CS.

2.3 Strategie di regolazione

Nonostante le evoluzioni della EN 50160 abbiano recentemente condotto a valori di tensione tollerabili, sulle reti MT, superiori transitoriamente al 110% di U_n , si rende necessario agire sulle iniezioni delle Unità di Generazione (UGD) al fine di non superare tale limite (inteso come media dei valori efficaci su 10 minuti). Nell'ottica di centralizzare la regolazione di tensione in modo da renderla più efficace e veloce, devono essere implementati algoritmi che permettano di valutare la necessità di richiedere o meno una iniezione di reattivo da parte dei gruppi di generazione connessi ad una linea/rete in modo da ottimizzare il profilo di tensione della rete. I principali interventi disponibili si dividono in due categorie: gli interventi da parte del Distributore e gli interventi da parte dell'Utente. Con Distributore si intende qualsiasi soggetto individuato dall'art.9 del D.Lgs 79/99 che ha l'obbligo di connessione terzi sulle proprie reti ed è responsabile della gestione, manutenzione e, se necessario, dello sviluppo della rete elettrica e relativi dispositivi di interconnessione. Con Utente invece si intende il soggetto che utilizza la rete per immettere e/o prelevare energia elettrica.

2.3.1 Interventi del Distributore

Tipicamente il Distributore agiva su una rete puramente passiva con strumenti tra i quali l'utilizzo di Trasformatori Variatori Sotto Carico (VSC) o tramite la regolazione delle potenze dei generatori convenzionali presenti nella rete. Con la diffusione della GD la potenza disponibile da parte dei generatori è diminuita, la priorità nell'alimentazione dei carichi è data alle fonti rinnovabili, e il variatore sotto carico può andare a peggiorare le nuove situazioni che si vengono a creare, come visto nella sottosezione 2.2.2. Nonostante ciò il variatore sotto carico, in inglese OLTC (On Load Tap Changer) rimane uno strumento importante per regolare la tensione con le sue variazioni lente nei feeder di MT e BT. Il trasformatore variatore sotto carico permette di variare il rapporto di trasformazione in modo da garantire un accoppiamento elastico tra linee a tensione diversa e mantenere costante (entro una certa tolleranza) la tensione nel nodo di riferimento. Il dispositivo che permette di variare il rapporto spire del trasformatore è il variatore (tap changer) cioè un

cursore meccanico che ad ogni tacca esclude o include un certo numero di spire operando quindi una variazione di tensione discontinua. Tipicamente ogni tacca del variatore sotto carico produce una variazione $\Delta V_{tacca} \approx 1\% \div 1,5\% V_n$ e in base al numero di tacche si risale alla variazione totale disponibile del trasformatore. Solitamente il variatore è posizionato sul lato a tensione maggiore in modo da interrompere il circuito induttivo con corrente più bassa dato il minor rischio di innescare archi. Il funzionamento del trasformatore è relativamente semplice. Il dispositivo chiamato regolatore confronta la tensione di riferimento (nel nostro caso impostata a 1 p.u.) con la tensione da regolare. Se la differenza tra le due tensioni ricade all'interno di quella che viene definita banda morta (Dead Band, DB, in inglese) l'uscita del regolatore è "0" e il variatore non interviene. Se invece ΔV supera in eccesso o difetto la DB, l'uscita del regolatore sarà rispettivamente "+1" o "-1" facendo agire il variatore di conseguenza. L'adozione di una banda morta è necessaria per non far variare costantemente il rapporto spire tuttavia è essenziale che la DB sia maggiore della variazione di tensione conseguente allo spostamento di una tacca del variatore per evitare fenomeni oscillatori. Valori tipici di DB sono $1,5\% \div 2\% V_n$. Inoltre è solitamente presente un ritardo meccanico di 30 s prima della variazione di una tacca per vedere se la tensione torna spontaneamente entro la DB. Dopo la prima variazione si aspettano ulteriori 5 s per vedere se la variazione precedente ha avuto effetto.

Nonostante il funzionamento del variatore sotto carico sia sempre lo stesso, si può pensare di modificare la tecnica di controllo, scegliendo il valore di tensione più opportuno da regolare. In questo elaborato sono stati presi in considerazione due diverse logiche di controllo, il trasformatore OLTC AVR e il trasformatore OLTC a valor medio. In relazione alle fasi di riferimento per il variatore, si considererà, inoltre, la possibilità di utilizzare modalità di controllo sincrono (ovvero identico sulle tre fasi) o disaccoppiato (ossia controllando ciascuna fase individualmente).

2.3.1.1 Trasformatore OLTC AVR

Con trasformatore OLTC AVR si intende Automatic Voltage Regulator [11]. In tale logica di controllo il regolatore confronta la tensione da regolare (misurata ad un nodo, tipicamente il secondario) con la tensione di riferimento V_{set} . I diversi tipi di trasformatore che sfruttano questa logica si differenziano per:

- tipo di operazione sulle fasi (sincrona o disaccoppiata);

- nodo o gruppo di nodi controllati.

Nel caso di un controllo sincrono, il variatore cambia il rapporto spire contemporaneamente sulle tre fasi e di uno stesso valore. Come tensione in ingresso per il regolatore si possono considerare tre scelte:

- scegliere come riferimento una sola delle fasi del nodo controllato. In questo caso ho bisogno della misura di tensione su una sola fase, tuttavia non considero l'influenza dell'OLTC sulle altre due fasi. Per questo è utilizzata solo in presenza di un piccolo sbilanciamento delle fasi.
- Scegliere come riferimento la media delle tre fasi del nodo controllato. In questo caso sono necessarie ben tre misure di tensione, tuttavia in caso di forte squilibrio può succedere che due valori estremi compensino il terzo, compromettendo la regolazione.
- Scegliere la fase più deviata del nodo controllato per ogni istante di tempo. Con questa opzione, nonostante si controllino costantemente tutte e tre le fasi, si rischiano azioni frequenti dell'OLTC riducendone l'affidabilità e la power quality in generale.

Nel caso in cui si prevedesse l'utilizzo di variatori anche in corrispondenza di trasformatori MT/BT, questi metodi possono risultare inefficaci a causa del considerevole squilibrio della rete di distribuzione BT, specialmente se con alta penetrazione di GD. Per questo motivo è stato sviluppato un regolatore OLTC disaccoppiato. Tale regolatore controlla la tensione sulle tre fasi mentre il variatore agisce separatamente per ogni singola fase.

Infine, si possono valutare diverse soluzioni per quanto riguarda la scelta del nodo di riferimento. Le tre soluzioni proposte da un precedente lavoro di ricerca sull'argomento sono quelle rappresentate in Figura 2.3, ossia:

- Controllo di un punto fisso della rete (Fig. 2.3a): una volta scelto il punto di controllo si mantiene indipendentemente dai profili di tensione della rete. Solitamente tale nodo può essere la sbarra del secondario del trafo oppure un nodo di particolare importanza all'interno della rete che necessita di una tensione regolata. In inglese viene chiamato "fixed bus monitoring".
- Controllo dei punti di connessione (Fig.2.3b) denominati Point Of Delivery (POD). In questo caso si assume di conoscere le misure di tensione per ogni punti di connessione di Utenti passivi e attivi. In inglese viene chiamato "POD monitoring".
- Controllo del baricentro elettrico (Fig. 2.3c). Il baricentro elettrico è un concetto utilizzato nelle reti di distribuzione per definire la soluzione più efficiente dove inserire

un nuovo trasformatore. È il punto dove idealmente potrebbero essere concentrati tutti i carichi. In inglese viene chiamato “electrical barycenter monitoring”.

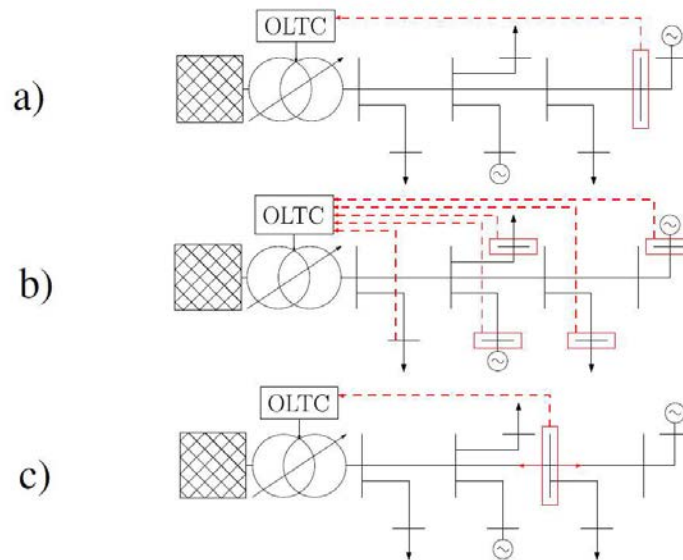


Figura 2.3 Selezione del nodo da controllare: a) Fixed bus b) POD monitoring c) electrical barycenter monitoring

2.3.1.2 Trasformatore OLTC a valore medio

Per andare a controllare la tensione nella rete le soluzioni precedenti prendevano in considerazione la tensione di un solo nodo o di tutti i nodi nei punti di connessione. Questo metodo invece seleziona la tensione da controllare andando a selezionare una tensione massima e una tensione minima all'interno della rete.

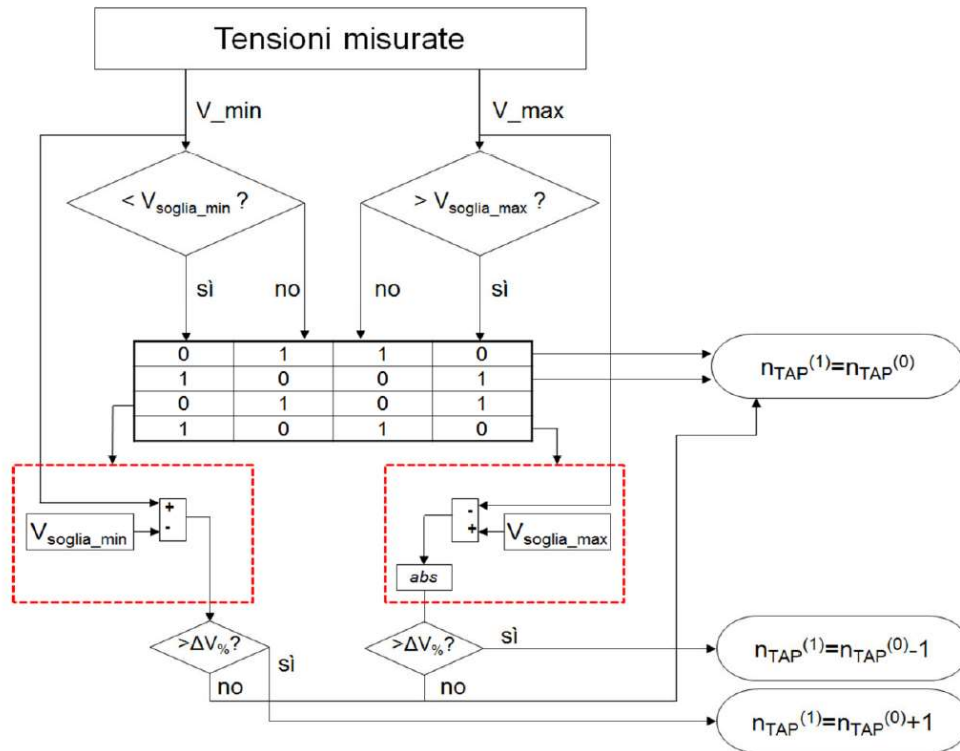


Figura 2.4 Logica del variatore sotto carico con le misure di tensione remote

Tali tensioni massime e minime possono essere valutate confrontando tutti i nodi di rete oppure solo i cosiddetti “nodi pilota”, che vengono utilizzati per la formazione di aree di regolazione, come verrà approfondito nel seguito di questo lavoro di tesi.

Dalla Figura 2.4 si vede come le tensioni massima e minima valutate tra le misure remote vengano utilizzate, combinate con delle soglie di tolleranza, per valutare la posizione del variatore sotto carico OLTC. Nel caso in cui entrambi i valori di tensione siano oltre le soglie impostate, il regolatore non richiede nessun intervento da parte del variatore. Nel caso invece in cui solo uno dei due valori sia fuori dalla soglia massima, allora si ha l'intervento del variatore controllando prima che lo scostamento prodotto provochi il mancato rispetto dei limiti da parte dell'estremo non eccedente.

2.3.2 Regolazione dell'Utente

Allo scopo di evitare degrado nella qualità del servizio prestata della rete di distribuzione (sia in bassa sia in media tensione), nonché di consentire il sicuro esercizio della rete di trasmissione in presenza di ingenti quantità di generazione distribuita, gli Utenti Attivi con generatori destinati a funzionare permanentemente in parallelo con la rete sono tenuti al fornire dei servizi alla rete. Tali servizi sono riassunti in tabella 8.

Tabella 6 Servizi di rete

		Generatori rotanti				Generatori statici
		Sincroni Convenzionali	Asincroni Convenzionali	Eolici Full Converter	Eolici Doubly Fed Induction Generator (DFIG)	
1	Insensibilità alle variazioni di tensione (par. 8.8.6.1)	NO	NO	SI	SI	SI
2	Partecipazione al controllo della tensione (par. 8.8.6.2)	SI	NO	SI	SI	SI
3	Regolazione della potenza attiva (par. 8.8.6.3 ^(*))	SI (per $P \geq 1MW$)	SI (per $P \geq 1MW$)	SI	SI	SI
4	Sostegno alla tensione durante un cortocircuito (par. 8.8.6.4 ^(**))	NO	NO	SI	SI	SI
5	Partecipazione ai piani di difesa (par. 8.8.6.5)	NO	NO	SI	SI	SI
<p>(*) Con riferimento alle sole prescrizioni ad oggi obbligatorie (limitazione della potenza attiva per valori di tensione prossimi al 110% di U_n e limitazione della potenza attiva per transitori di sovralfrequenza originatisi sulla rete).</p> <p>(**) Prescrizione allo studio.</p>						

Ai fini della prestazione dei servizi di rete (potenza reattiva) il generatore deve essere in grado di scambiare con la rete una Q non inferiore a $S_n \cdot \sin\varphi_n$. In queste condizioni, la massima potenza attiva erogabile nel funzionamento a potenza nominale, S_n , è pari a $S_n \cdot \cos\varphi_n$. Le eventuali richieste di potenza reattiva hanno quindi priorità rispetto all'erogazione della potenza attiva e saranno attuate limitando, all'occorrenza, la potenza attiva scambiata. I valori di $\cos\varphi_n$ sono definiti dalle rispettive curva di capability o curve di prestazione. In base al livello di tensione e alla potenza dell'impianto, ci sono diverse curve di capability e curve caratteristiche di erogazione automatica di potenza reattiva.

L'assorbimento di ed erogazione di potenza reattiva da parte degli Utenti attivi avviene con una logica di regolazione locale della tensione. La presenza dei generatori lungo le linee MT e BT è potenzialmente in grado di innalzare la tensione nel punto di connessione oltre i valori consentiti dalla Norma CEI EN 50160. Tale Norma prescrive che la media del valore efficace della tensione calcolata su 10 minuti non possa superare il 110 % di U_n ; al momento, non sono dati limiti su intervalli temporali più ristretti. Al fine di rispettare i suddetti limiti anche in presenza di molteplici unità di generazione, è necessario che:

- per valori di tensione superiori al 115 % di U_n per più di 0,2 s, le unità di GD in BT siano distaccate dalla rete. In MT tali valori passano al 120% di U_n per più di 0,6 s.

- quando il valore medio della tensione misurato su una finestra temporale di 10 min in modalità a media mobile supera il 110 % di U_n , le unità di GD siano distaccate dalla rete entro 3 s (parametro valido sia per la BT che per la MT).
- Le unità GD per valori della tensione di rete prossimi al 110 % di U_n dovranno contribuire alla limitazione della tensione misurata ai morsetti di uscita tramite assorbimento di potenza reattiva (comportamento induttivo), secondo le logiche di controllo locale.

Quindi, la condizione base di funzionamento delle macchine prevede la iniezione di potenza attiva a $\cos\varphi = 1$; il funzionamento ad un fattore di potenza diverso da 1, purché ricompreso nella curva di capability del generatore a un dato livello di potenza attiva, viene richiesto dal Distributore per consentire la regolazione della tensione secondo le esigenze di esercizio della rete stessa. In presenza di un opportuno sistema di comunicazione, le unità di GD utilizzate in impianti di taglia complessiva superiore a 11,08 kW in BT e in tutti gli impianti in MT, potranno essere asservite a una regolazione centralizzata.

2.3.2.1 Utenti attivi BT

Gli utenti in bassa tensione si dividono in due categorie: quelli con taglia complessiva superiore a 11,08 kW e quelli con taglia inferiore. In base alla loro taglia la norma prescrive curve di capability e curve caratteristiche differenti [1].

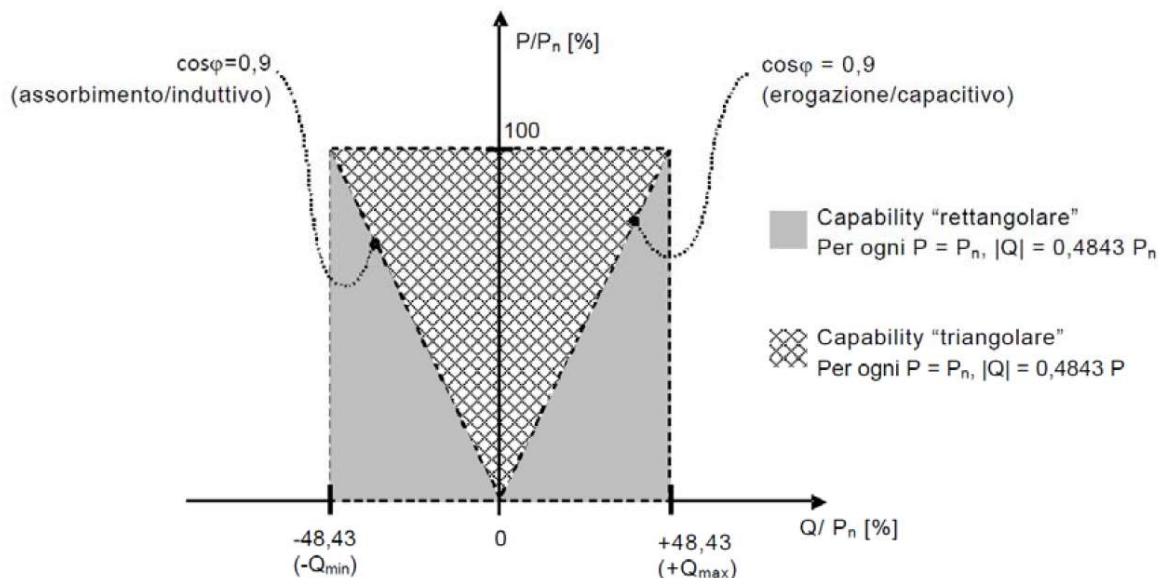


Figura 2.5 Curve di capability triangolare e rettangolare

Nel caso di impianti con taglia fino a 11,08 kW la capability richiesta è di tipo triangolare (Fig. 2.5). Il limite di potenza reattiva è fissato utilizzando come minimo fattore di potenza il valore 0,9. La potenza reattiva erogata/assorbita è funzione della potenza attiva erogata dall'Utente secondo la formula:

$$Q = P \cdot \tan(\arccos 0,9) \quad (1.2)$$

Perciò durante le ore di non produzione la potenza reattiva disponibile scende a zero, e comincia ad essere di nuovo disponibile solo nel momento in cui P supera il 5% di P_n . Tale valore viene definito di lock-in e corrisponde al valore minimo prescritto dalla norma.

Un impianto sopra i 11,08 kW presenta una curva di capability rettangolare (Fig. 2.5). In questo caso il limite di potenza è fissato e non dipende più dalla potenza attiva erogata nell'istante, tuttavia viene mantenuto il valore di lock-in al 5% di P_n . Il valore limite corrisponde circa al 48,43% della potenza attiva nominale dell'impianto e si ottiene come in equazione (2.2):

$$Q = P_n \cdot \tan(\cos^{-1} 0,9) \quad (1.3)$$

Una volta definito il valore di potenza reattiva, è necessario definire la curva di intervento per la regolazione locale. Sono possibili due diversi tipi di curve mostrati in Fig. 2.6.

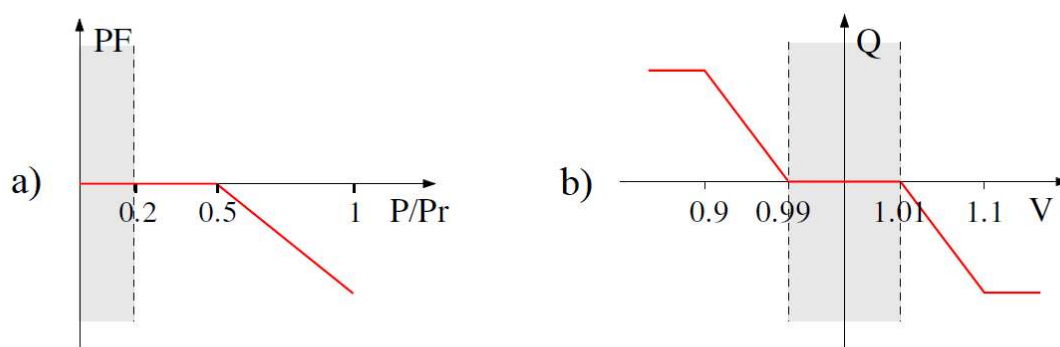


Figura 2.6 Tipi di controllo a) Curva caratteristica $PF(P)$ b) Curva caratteristica $Q(V)$

Nella Fig. 2.6, la convenzione utilizzata per lo scambio di potenza reattiva è quella dei generatori e cioè:

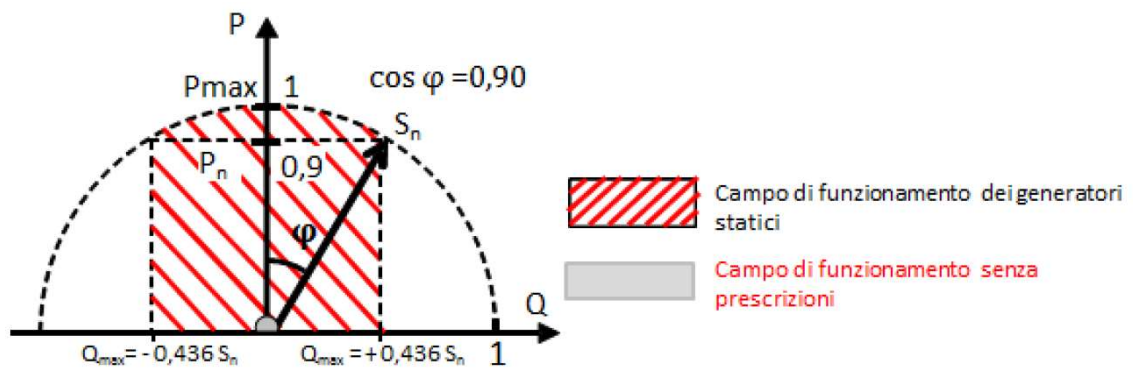
- Potenza reattiva positiva: il generatore eroga potenza reattiva erogando una corrente in ritardo rispetto alla tensione
- Potenza reattiva negativa: il generatore assorbe potenza reattiva erogando una corrente in anticipo rispetto alla tensione

Il primo caso a) viene utilizzato per gli impianti con $P_n \leq 11,08 \text{ kW}$ e consiste nel mantenere il Power Factor (PF) unitario fino ad una produzione di potenza attiva minore al 50% di P_n e in diminuzione lineare fino ad un minimo di 0,9 per valori di potenza attiva compresi tra $0,5 P_n$ e P_n . Il controllo nel caso b) invece è implementato negli impianti con $P_n \geq 11,08 \text{ kW}$ e richiede la definizione di una deadband e di una Q limite. Questo ultimo dato è fornito dalla curva di capability mentre la deadband è concordata con il Distributore (in questo caso impostata all'1%). Quando la tensione V_{mis} si discosta da V_{rif} si ha un $\Delta V = V_{mis} - V_{rif}$ con segno positivo o negativo in base alla tensione ai morsetti dell'inverter. Nel caso in cui $1,01 < V_{rif} + \Delta V < 1,1$ l'inverter assorbe una potenza reattiva definita dal *droop* di Fig. 2.6b mentre se $V_{rif} + \Delta V > 1,1$ allora la potenza reattiva disponibile ha raggiunto il suo massimo e l'inverter assorbe sempre Q_{lim} qualsiasi sia l'entità della sovratensione. Analogamente succede per le sottotensioni, con l'inverter che eroga potenza reattiva. Nell'intervallo all'interno alla deadband invece non si ha scambio di potenza reattiva

2.3.2.2 Utenti attivi MT

Anche per gli Utenti attivi in MT sono presenti due diverse curve di capability, una per generatori in impianti di potenza complessiva inferiore a 400 kW e una in impianti di potenza complessiva superiore o uguale a 400 kW [2].

Nel primo caso gli inverter devono presentare una capability di tipo 'semicircolare limitata' con $\cos \varphi$ compreso fra 0,90 in assorbimento e 0,90 in erogazione (Figura 2.7). In particolare, la capability limitata a $\cos \varphi = 0,90$ in anticipo/ritardo con sagoma rettangolare è prescrittiva, mentre la sezione circolare superiore è opzionale e rimane a discrezione del costruttore.



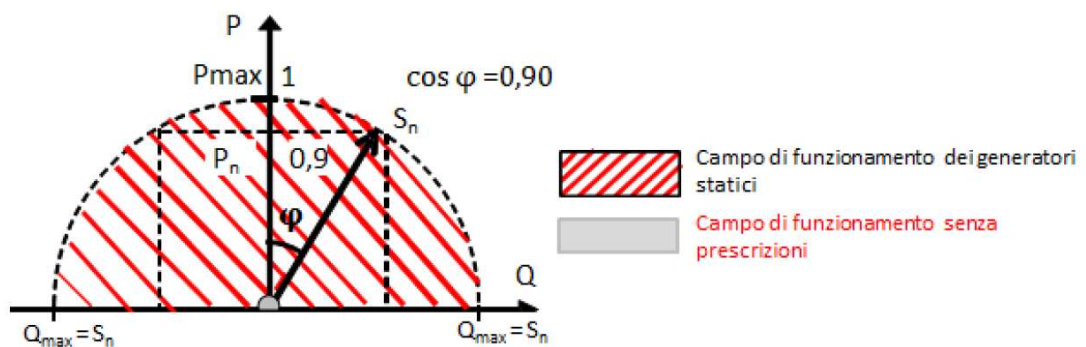
Legenda:

- S_n = potenza apparente nominale alla tensione nominale U_n
- P_n = potenza attiva con $\cos \varphi = 0,9$ alla tensione nominale U_n
- P_{max} = potenza attiva massima alla tensione nominale U_n (con $\cos \varphi = 1$)
- Q_{max} = potenza reattiva massima alla tensione nominale U_n (con $\cos \varphi = 0,9$)

Figura 2.7 Capability semicircolare limitata di impianti di potenza <400 kW

Per bassi valori della potenza attiva generata ($P \leq 10\% S_n$) sono consentiti scostamenti nella fornitura della potenza reattiva misurata sul limite della curva di capability in corrispondenza di un prefissato valore di P, fino ad un massimo del 10% di S_n . Durante lo scambio di potenza reattiva con la rete, sia in logica locale, sia in logica centralizzata, l'eventuale indisponibilità della fonte primaria non dovrà comportare variazioni a gradino della potenza reattiva nel tempo.

Nel secondo caso per generatori in impianti di potenza complessiva superiore o uguale a 400 kW, gli inverter devono presentare una capability di tipo "semicircolare" la cui area di lavoro è quella di Figura 2.8.



Legenda:

- S_n = potenza apparente nominale alla tensione nominale U_n
- P_n = potenza attiva con $\cos \varphi = 0,9$ alla tensione nominale U_n
- P_{max} = potenza attiva massima alla tensione nominale U_n (con $\cos \varphi = 1$)
- Q_{max} = potenza reattiva massima alla tensione nominale U_n (con $\cos \varphi = 0,9$)

Figura 2.8 Capability semicircolare di impianti con potenza >400 kW

In questo caso non sono poste limitazioni all'impiego di potenza reattiva all'impianto. Questo in qualsiasi ora della giornata può partecipare alla regolazione indipendentemente dalla potenza attiva prodotta o dal $\cos \varphi$. Data la taglia S_n e la potenza attiva prodotta P , per trovare la Q_{lim} si sfrutta l'equazione della circonferenza:

$$Q_{\text{lim}} = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (1.4)$$

Indicazioni sugli scostamenti ammessi e sulle indisponibilità sono uguali a quelle degli impianti a potenza inferiore, come le curve caratteristiche di intervento sono le stesse viste in Fig. 2.6.

Una particolarità degli impianti MT è la possibilità, secondo Norma, della regolazione centralizzata a livello di impianto tramite un sistema di controllo di parco. In questo caso, uno o più generatori ricevono i setpoint dal sistema di controllo centrale per attuare la regolazione del fattore di potenza secondo la modalità richiesta. Queste funzioni di controllo possono essere realizzate sia in maniera integrata con la singola macchina, sia in maniera centralizzata.

In ogni caso supponendo livelli sempre crescenti di penetrazione delle GD e partecipazione sempre maggiore da parte degli Utenti, sarà implementata una curva di capability semicircolare per ogni tipo di Utente MT o BT con una curva caratteristica $Q = f(V)$ in modo tale da sfruttare appieno le potenzialità degli inverter installati negli impianti di GD.

2.4 Scenari di regolazione attuali

In questa sezione verranno esposti gli scenari di regolazione simulati che si basano su tecniche di controllo della tensione già definite dalla norma che serviranno come metro di paragone per la regolazione centralizzata della rete di distribuzione. Tali tecniche di regolazione si basano sugli strumenti definiti dalla norma CEI 0-16 e CEI 0-21 per la media e bassa tensione rispettivamente e analizzati nella sezione precedente.

2.4.1 Regolazione con OLTC AVR in cabina primaria

Il primo scenario che verrà analizzato è quello in cui si implementa un controllo da parte del Distributore con trasformatore munito di Variatore Sotto Carico (VSC). In tale tipo di

controllo viene utilizzato un trasformatore OLTC AVR già analizzato nella sottosezione 2.3.1.1 (Tabella 7).

Tabella 7 Caratteristiche del trasformatore di cabina primaria

V_{1n} [V]	V_{2n} [V]	S_n [kVA]	$v_{cc\%}$ [%]	$p_{cc\%}$ [%]	$p_{0\%}$ [%]	$i_{0\%}$ [%]	dU [%]	tap_{max}	tap_{min}	V_{rif} [p.u.]	db [%]
132000	20000	40000	15,5	0,44	0	0,01	1	10	-10	1	0,15

In questo scenario il distributore sceglie di agire sulle fasi in modo sincrono. Tale tipo di operazione è sufficientemente efficace, poiché in media tensione lo squilibrio tra le fasi è contenuto quindi le operazioni che si vanno ad effettuare prendendo come riferimento una sola fase sono valide anche per le altre due. La tensione di ingresso che analizza il regolatore è quella della fase 1, mentre il tipo di logica è quella definita “fixed bus” (Figura 2.3a), quindi sceglie la tensione di unico nodo e non considera l’effetto sugli altri nodi. Come nodo viene scelta la sbarra MT subito a valle del trasformatore.

L’algoritmo per la gestione del l’OLTC riceve in input, istante per istante, la tensione nodale calcolata nell’istante precedente e valuta l’azione richiesta per mantenere questa all’interno della deadband.

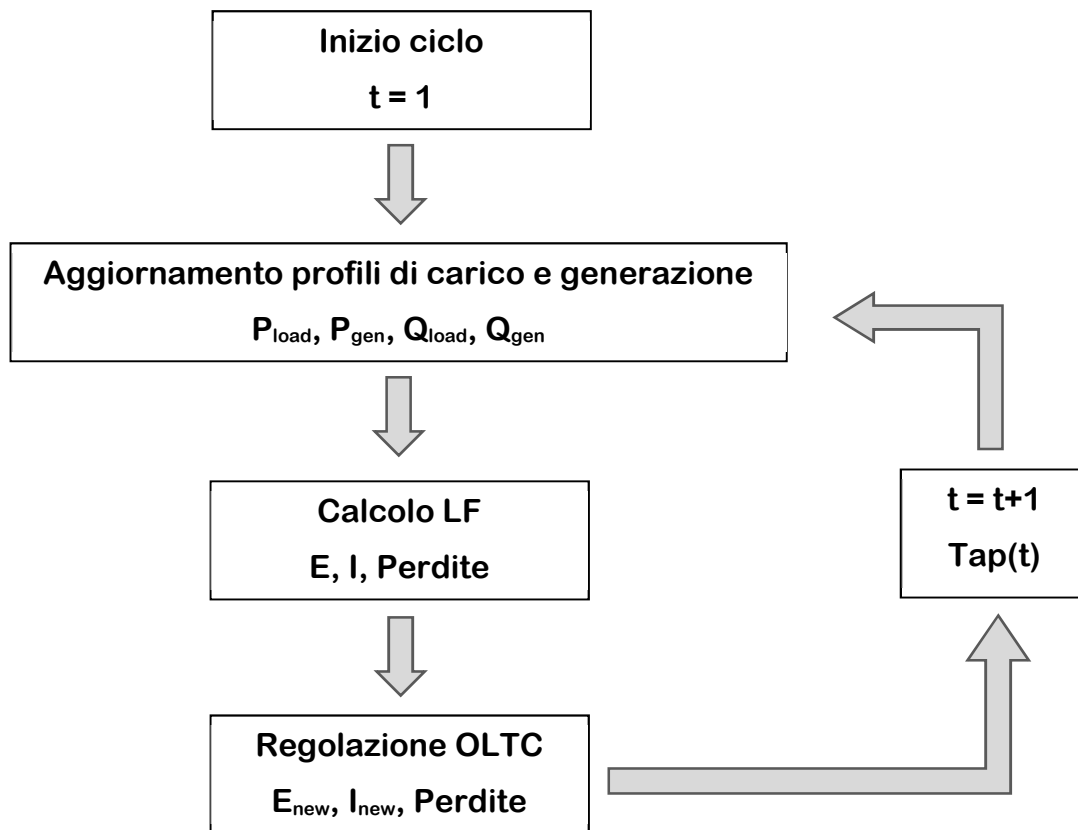


Figura 2.9 Ciclo per il calcolo del power flow con OLTC AVR

Considerando tale logica, il ciclo utilizzato nel calcolo del power flow diventa come in Figura 2.9. Una volta completata la regolazione all'istante t , si passa all'istante $t+1$ mantenendo la tacca del trasformatore. All'istante $t+1$ come primo passo si aggiornano i profili di generazione e carico in funzione dell'ora in cui ci si trova e si effettua un calcolo dei flussi di carico senza regolazione. Una volta ottenuti i nuovi valori di tensione nodale, si applica la tacca dell'istante precedente e si controlla se tale configurazione permette di rimanere all'interno dell'obiettivo di qualità del $\pm 5\%$. In caso positivo si mantiene la tacca e si conserva per l'istante successivo, in caso contrario si procede a definire una nuova tacca di lavoro.

2.4.2 Regolazione con OLTC AVR in cabina primaria e secondaria

In questo secondo caso è stato implementato un controllo da parte del Distributore sia sulla media sia sulla bassa tensione. La logica di lavoro del trasformatore di cabina primaria rimane invariata tuttavia la logica dei trasformatori di cabina secondaria (ai nodi 15,18,27 e 32 le cui caratteristiche sono sintetizzate in Tabella 8) differisce per il tipo di azione sulle fasi.

Tabella 8 Caratteristiche dei trasformatori di cabina secondaria

V_{1n} [V]	V_{2n} [V]	S_n [kVA]	$v_{cc}\%$ [%]	$p_{cc}\%$ [%]	$p_0\%$ [%]	$i_0\%$ [%]	dU [%]	tap_{max}	tap_{min}	V_{rif} [p.u.]	db [%]
20000	400	400	4,00	1,00	0	0,01	1	10	-10	1	0,15

Se nel caso precedente l'azione era di tipo sincrono, in questo caso l'azione è disaccoppiata (decoupled). Questo perché in bassa tensione il forte squilibrio introdotto dai carichi e dai generatori monofase rende l'azione sincrona inefficace quindi si rende necessario controllare la tensione di nodo delle tre fasi ed agire in modo indipendente su queste. Per quanto riguarda la scelta del nodo da controllare, anche in questo caso è applicata la logica del "fixed bus" sulla sbarra del secondario del trasformatore (Figura 2.3a).

Il ciclo utilizzato per il calcolo del power flow ancora una volta tiene conto della tacca dell'istante precedente (Fig. 2.9) inoltre, nella valutazione della tacca ci si è assicurati che il primo trasformatore a variare tacca nell'istante di calcolo sia il trasformatore di cabina primaria. In questo modo si tiene conto in cabina secondaria delle modifiche ai flussi effettuate dalla cabina primaria.

2.4.3 Regolazione con OLTC e regolazione locale

Per far partecipare gli Utenti attivi alla regolazione della tensione si può implementare il metodo della regolazione locale. Con tale metodo si sfrutta la capacità degli inverter di interfacciamento degli impianti fotovoltaici di fornire potenza reattiva al fine controllare la tensione del nodo a cui è connesso l'impianto. Le varie tipologie di curve di capability e di intervento, sono analizzate nelle sottosezioni 2.3.2.1 e 2.3.2.2 e sono utilizzate a seconda del livello di tensione a cui è connesso l'impianto, e della potenza nominale dell'inverter. In questo scenario la curva di capability utilizzata è quella semicircolare (Fig. 2.8) con curva caratteristica di intervento $Q(V)$ (Fig. 2.6a). Tale scelta è stata operata nell'ottica futura di utilizzare gli inverter, connessi a qualsiasi livello di tensione, alle loro massime capacità anche nelle ore in cui non vi è produzione di potenza attiva. Per implementare tale metodo nell'ambiente Matlab, come primo step si calcola la potenza reattiva necessaria per effettuare la regolazione sfruttando la curva di capability e ricordando che:

$$Q_{lim} = \sqrt{S^2 - P_{ist}^2} \quad (1.5)$$

Dove P_{ist} è la potenza attiva prodotta in quell'istante di tempo, S è la taglia dell'inverter e Q_{lim} è la potenza reattiva limite disponibile per la regolazione in quell'istante. Una volta ottenuta la potenza limite, ci si posiziona sul *droop* della curva caratteristica basandosi sulla tensione del nodo. Nel proseguo della trattazione, saranno prese in considerazione due diversi tipi di curve caratteristiche per verificare le eventuali problematiche legate all'assunzione di valori di deadband diversi. La regolazione locale, così come descritto nelle regole di connessione, è un metodo di regolazione a catena aperta, nel quale non è implementato alcun feedback sul controllo di tensione, caratteristica che va a limitare l'efficacia della regolazione. Dopo aver acquisito la potenza reattiva erogata o assorbita dall'inverter, si procede al calcolo della corrente corrispondente di regolazione. Tale corrente, in quadratura rispetto alla tensione del nodo regolato, viene sommata alla corrente di correzione del metodo CCI ottenendo quindi la tensione di nodo regolata.

Il ciclo logico utilizzato nell'implementazione di questo tipo di regolazione, è illustrato in Figura 2.10.

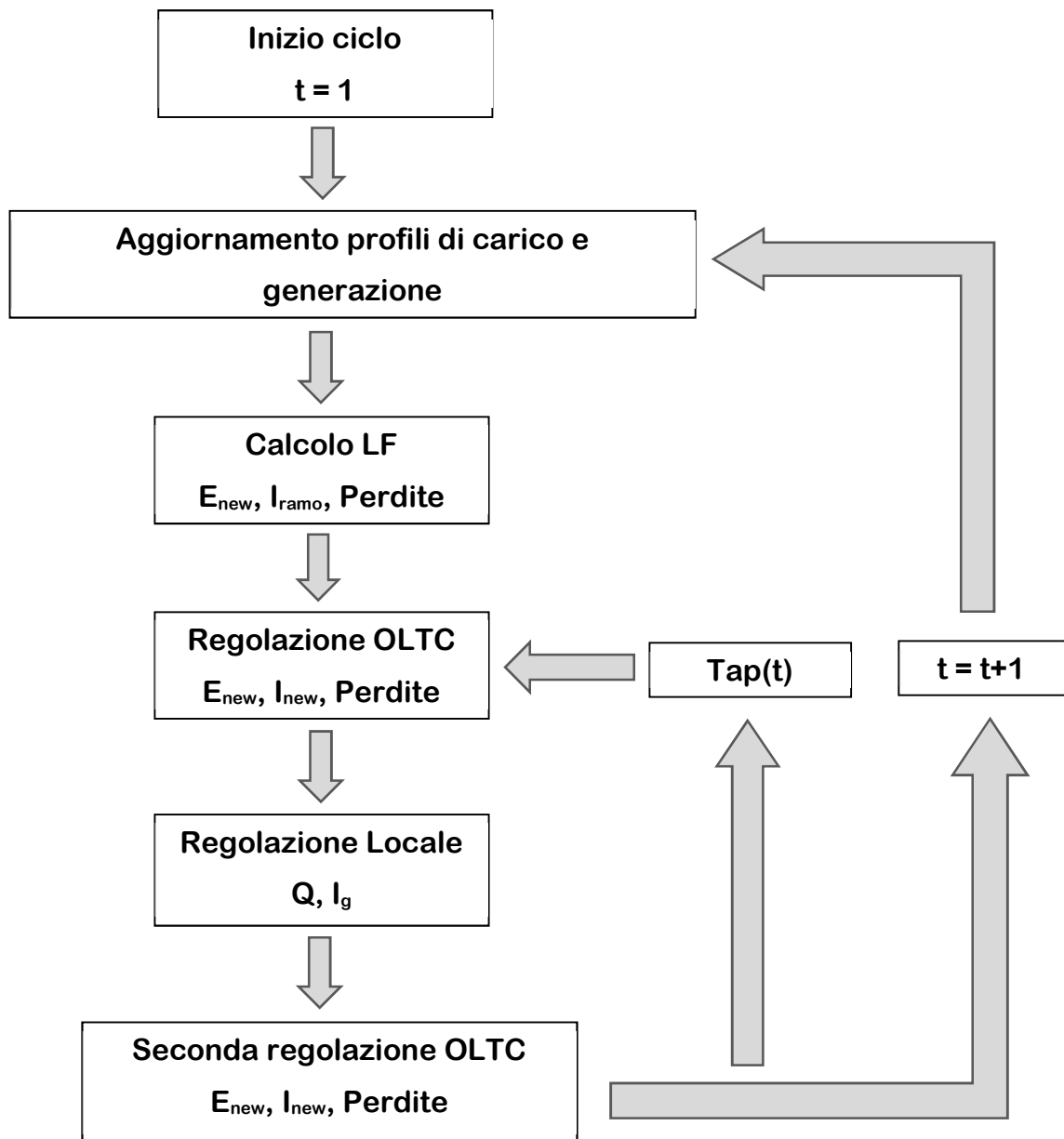


Figura 2.10 Ciclo per il calcolo del power flow con OLTC e regolazione locale

In questo scenario sono implementati due controlli dei variatori oltre alla regolazione locale. All'istante $t = 1$ si avvia l'aggiornamento dei profili di carico e generazione per poi continuare con il calcolo dei flussi di potenza non regolati. Una prima regolazione OLTC definisce la tacca del trasformatore e solo in seguito si esegue la regolazione locale. La regolazione locale varia le condizioni di corrente e tensione della rete quindi si rende necessario un successivo controllo da parte dell'OLTC per aggiustare la posizione delle tacche di trasformatore inserite precedentemente. Nel passaggio al passo di calcolo successivo, viene richiamata la tacca precedente mentre la potenza reattiva di regolazione locale viene ricalcolata.

2.5 Scenari di regolazione coordinata

Le strategie di regolazione presentate fino ad ora sono strategie che considerano solo le potenzialità già presenti in rete per affrontare le problematiche legate alla generazione distribuita. La sfida futura nel campo dei sistemi elettrici per la distribuzione, sarà quella di implementare meccanismi di controllo che siano in grado di gestire le risorse distribuite, sfruttando il coordinamento delle azioni di regolazione locale attraverso l'invio di segnali da parte di un gestore centrale. In questo modo si ottiene un dispacciamento delle risorse degli Utenti attivi che rispetti i vincoli tecnico-economici. La strategia presentata in questa sezione, prevede la gestione delle risorse attraverso un meccanismo di libera partecipazione delle utenze ai servizi di rete dove il raggiungimento degli obiettivi tecnici è subordinato alla disponibilità degli Utenti attivi a fornire servizi di rete. Tale strategia è stata sviluppata nell'ambito del progetto ATLANTIDE in [12].

Avendo una rete test di distribuzione a due livelli di tensione, 20 kV e 400 V (Fig. 4.1 e 4.2), nel proseguo della trattazione le reti BT, dal punto di vista della regolazione MT, verranno considerate come semplici nodi connessi alla rete MT nelle sbarre di primario dei trasformatori delle CS. Con tale configurazione, tutti i carichi e tutti i generatori connessi in bassa tensione saranno concentrati in tali nodi (nodi 15,18,27 e 32) e verranno trattati come se fossero connessi alla rete di media tensione. Questo approccio quindi non tiene conto della stabilità della rete BT, poiché i suoi Utenti attivi lavorano unicamente per raggiungere gli obiettivi tecnici della rete MT. Uno sviluppo futuro potrebbe essere quello di implementare un gestore anche per le reti di bassa tensione, che raccolga i segnali provenienti dal gestore di media tensione e che lavori per soddisfare tali segnali assicurando la stabilità e la sicurezza di esercizio della rete in bassa tensione.

Per raggiungere tali obiettivi, si propone una strategia mutuata dai modelli di gestione delle reti informatiche. L'obiettivo è quello di abilitare uno scambio di informazioni e servizi tra Gestore e Utenti al fine di raggiungere gli obiettivi tecnici di qualità del servizio. Il principio base su cui si basa la tecnica di regolazione è il token-ring, utilizzato nelle reti informatiche, e così sintetizzato: un'informazione viene trasmessa da una unità ad un'altra tramite una sorta di messaggio (token) in una struttura ad anello chiuso che termina nel punto in cui esso è stato lanciato. Quando una unità riceve il token e ha l'autorizzazione ad accedervi, può leggerne e modificarne i dati prima di "restituirlo" alla rete per farlo ritornare all'unità mittente. Per sfruttare tale principio si è deciso di dividere la rete di distribuzione in aree di regolazione caratterizzate da simili obiettivi tecnici che possono

essere obiettivi di tensione o corrente. In Figura 2.11, è mostrato un esempio di rete suddivisa in aree con l'applicazione del principio del token-ring.

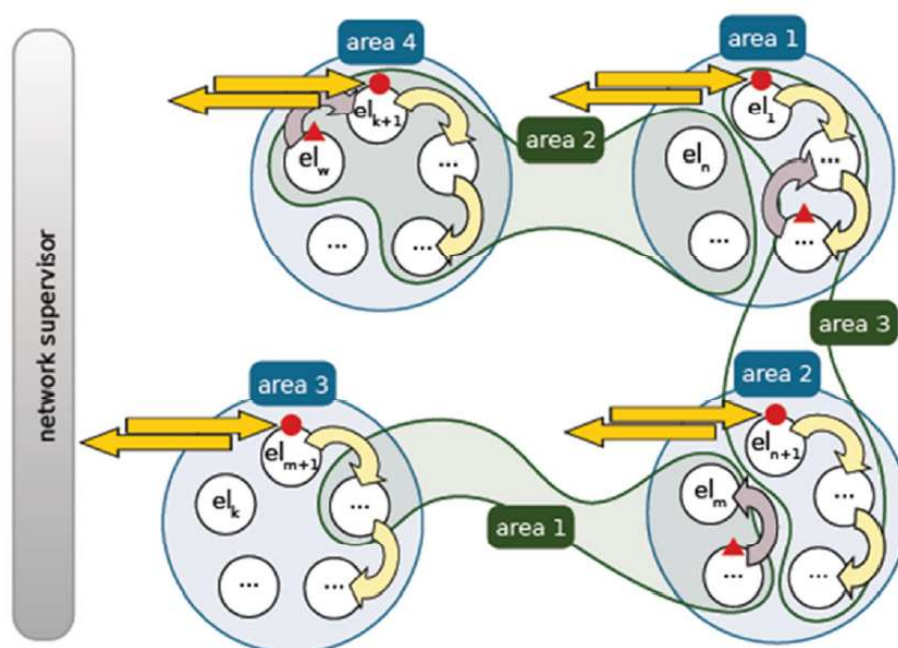


Figura 2.11 Rappresentazione concettuale del principio token-ring applicato ad una rete elettrica

Le aree verdi in figura sono le aree per il controllo della tensione, mentre le aree blu sono le aree adibite al controllo della corrente. Una volta effettuata la divisione in aree, si inviano delle richieste di variazione di potenza, reattiva o attiva, attraverso dei token (rappresentati da simboli rossi) che vengono trasmessi inizialmente al nodo “pilota” e di seguito inviati in cascata ai nodi appartenenti alla stessa area fino al raggiungimento degli obiettivi tecnici.

Un fattore importante in tale meccanismo di controllo, è quello economico. La disponibilità degli Utenti non è più solo legata a vincoli tecnici bensì, la decisione di quest’ultimi a partecipare o meno, è legata a vincoli di tipo economico. Si rende quindi necessario l’implementazione di un sistema di domanda e offerta di servizi di rete tra il gestore e le utenze finali. Due esempi di implementazione di questo approccio economico sono mostrati in Figura 2.12.

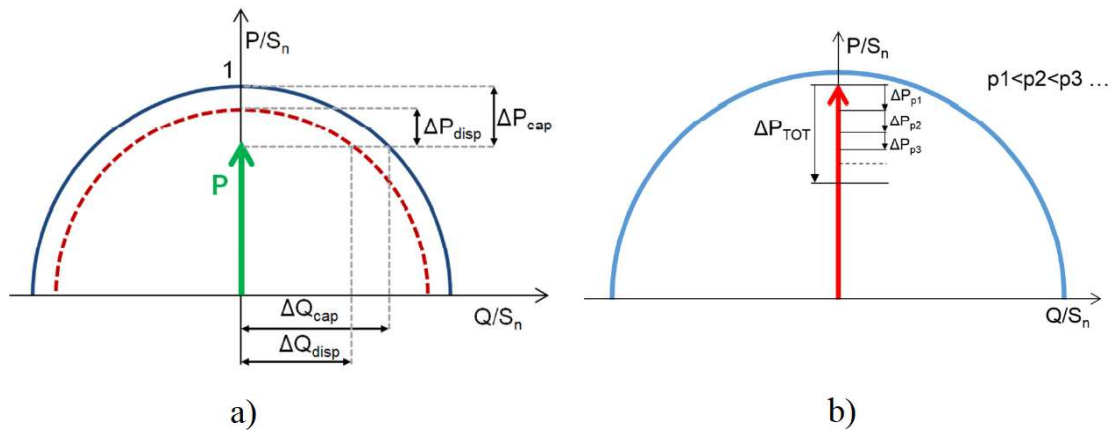


Figura 2.12 Scenario economico di domanda/offerta con a) riduzione della potenza disponibile per servizi di rete
b) riduzione della potenza attiva di regolazione

Nel caso a) le grandezze ΔQ_{cap} e ΔP_{cap} indicano la disponibilità in relazione ai soli limiti tecnici, quindi alla sola capability. Se invece si inseriscono vincoli economici, le potenze disponibili diminuiscono e si ottengono ΔQ_{disp} e ΔP_{disp} . In questo caso, il vincolo consiste nella limitazione della potenza erogabile per un effetto “riserva”, ossia la volontà dell’utente di non sfruttare l’intera capability a sua disposizione. Nel secondo caso Fig.2.12b, è descritta la logica implementata nel meccanismo di domanda/offerta dei servizi di rete nel caso di riduzione di potenza attiva. Supponendo che la richiesta totale sia ΔP_{TOT} , l’unità coinvolta nella riduzione di produzione dato un prezzo offerto p_1 , può autonomamente valutare il proprio contributo (in questo caso in riduzione della produzione), indicato con ΔP_{p1} . Dopo che tutte le unità nella stessa are sono state interrogate, il supervisore, qualora l’obiettivo non fosse stato ancora raggiunto, aumenterà il prezzo al valore p_2 nel tentativo di attirare nuovi utenti regolanti, riavviando la procedura. Tale approccio economico non si applica in questa trattazione alla regolazione della tensione. Per la fornitura di potenza reattiva si ipotizza che le utenze partecipino alla regolazione in quanto servizio di rete obbligatorio mettendo a disposizione la capability massima.

La strategia di regolazione proposta si suddivide in tre fasi principali:

- azionamento del trasformatore OLTC a valore medio in cabina primaria attraverso le misure remote ai nodi;
- verifica della presenza di congestioni nella rete e creazione delle aree di regolazione della corrente per la richiesta di potenza attiva;
- definizione delle aree di regolazione della tensione per la richiesta di potenza reattiva.

Dal punto di vista dell'organizzazione del programma Matlab, il ciclo logico utilizzato nei calcoli è il seguente in Figura 2.13.

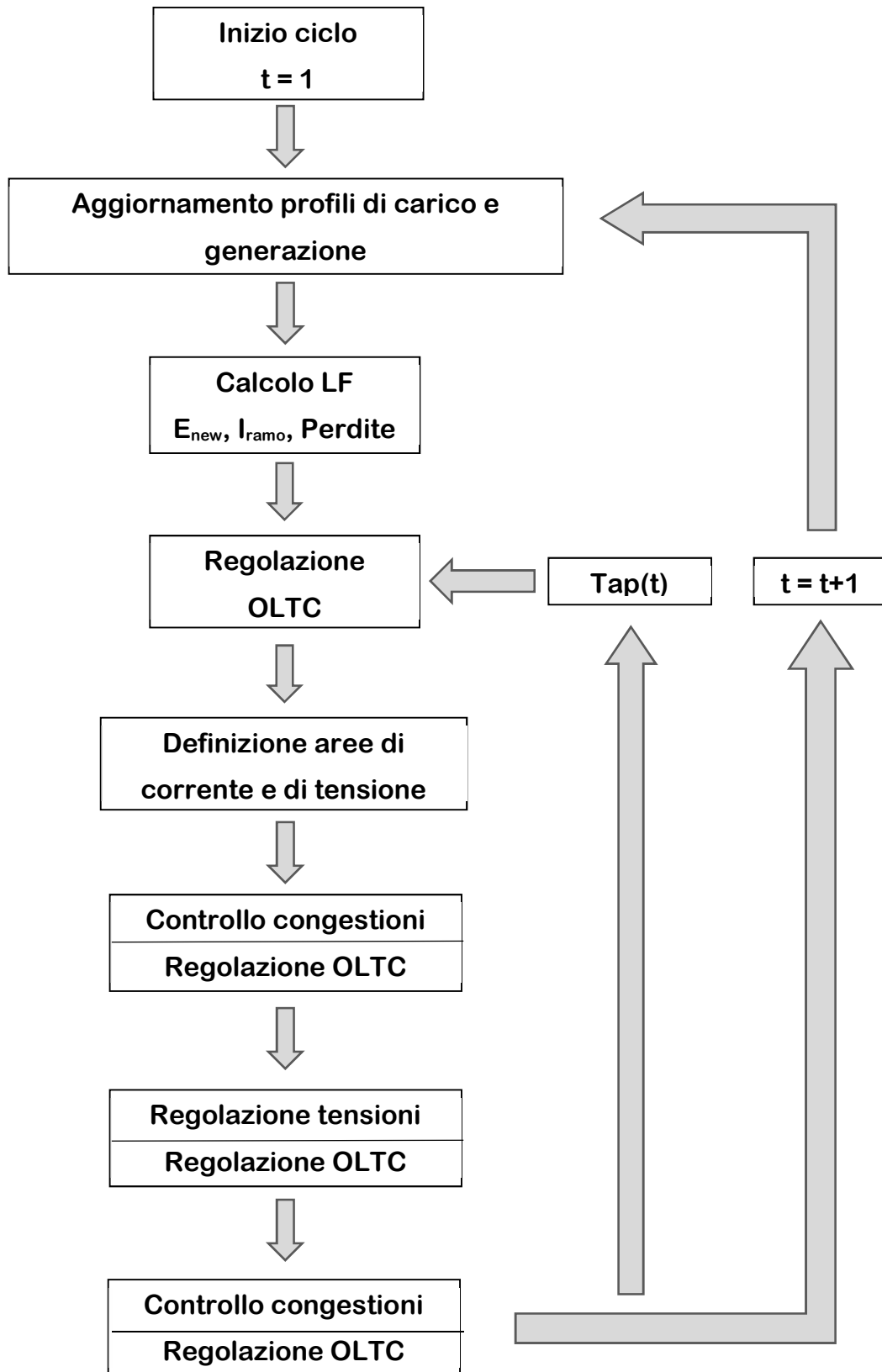


Figura 2.13 Ciclo per il calcolo del power flow regolazione con il criterio delle aree

Anche in questo caso per comandare il minor numero possibile di variazioni di tacca al trasformatore, si procede a richiamare le tacche dell'istante precedente all'istante successivo. Per poter effettuare il controllo delle congestioni e delle tensioni, si sfrutta come nella regolazione locale la corrente di correzione da applicare alla matrice delle ammettenze degli elementi shunt [13] [14]. Tuttavia, se nel caso della gestione delle tensioni la corrente risulta in quadratura (potenza reattiva) rispetto alla tensione del nodo in cui si inietta tale corrente, nel caso del controllo delle congestioni si agisce sulla riduzione o sull'aumento di potenza attiva, quindi la corrente I_g risulterà in fase con la tensione dell'utente regolante. Nel ciclo logico seguito, si è supposto che la regolazione tramite cambiamento della tacca OLTC dei trasformatori di cabina primaria e secondaria, sia l'azione più rapida tra i meccanismi di controllo implementati. Quindi oltre ad un primo controllo della bontà delle tacche dell'istante precedente, si procede a ricontrollare le posizioni delle tap di trasformatore dopo ogni azione di regolazione della corrente o della tensione. Infine, per assicurarsi che la regolazione delle congestioni sia efficace, si effettuano due controlli, uno prima e uno dopo la regolazione della tensione. Il primo controllo salvaguarda la sicurezza di esercizio delle linee eliminando le congestioni presenti, mentre il secondo controllo estingue possibili congestioni che si vengono a creare a causa della potenza reattiva iniettata per il controllo di tensione.

2.5.1 OLTC in cabina primaria

Nell'ipotesi di una rete di distribuzione con configurazione radiale, come avviene nella rete test, si possono sfruttare le misure remote ai nodi e raccolte da un gestore centrale per condizionare la variazione del rapporto di trasformazione al trasformatore di cabina primaria AT/MT dotato di variatore sotto carico. La logica con cui viene controllato il variatore sotto carico è quella dell'OLTC a valore medio analizzata nella sottosezione 2.3.1.2. e descritta dalla Figura 2.4. Le tensioni scelte utilizzate per valutare la posizione del variatore sono, nella prima iterazione, le tensioni massima e minima della rete mentre per le iterazioni successive, si andranno a prendere le tensioni massima e minima dei nodi pilota delle aree di tensione. Con nodo pilota si intende il nodo che presenta tensione con scarto massimo dalla tensione di riferimento, mentre il concetto di area di tensione sarà analizzato più in profondità nella sezione 2.5.3.

2.5.2 Controllo delle congestioni

Prima di implementare il controllo di tensione si rende necessaria una verifica delle condizioni di esercizio della rete, in particolare la presenza di contingenze che vanno compensate con adeguati flussi di potenza attiva nelle linee coinvolte. Come specificato nell'introduzione alla sezione 2.5, il principio utilizzato è quello del token-ring, mutuato dalle reti informatiche. In questo modo si formano delle "aree di regolazione di corrente" attraverso la definizione della matrice dei fattori di distribuzione del trasferimento di potenza (in inglese PTDF, *Power Transfer Distribution Factors*). Una volta ottenuta la suddivisione della rete in aree con obiettivi tecnici simili, si procede alla valutazione degli obiettivi di variazione di potenza per ciascun cluster ottenuto con l'equazione (2.5):

$$dP_{ramo} = P_{ramo} \cdot \frac{(k_{I\%} - 100)}{100} \quad (1.6)$$

Dove dP_{ramo} è la potenza attiva fluente attraverso la linea congestionata e $k_{I\%}$ è il rapporto tra la corrente di ramo e la portata massima in percentuale. La variazione di potenza verrà poi richiesta a tutti gli Utenti attivi che partecipano alla regolazione attraverso il meccanismo token-ring. Tale meccanismo si compone di cinque step fondamentali:

- invio della richiesta di potenza attiva all'Utente attivo primo per ordine di influenza all'interno di ciascuna area. L'ordine di priorità viene dato dalla matrice PTDF e coinvolge di conseguenza solo i nodi a valle della linea congestionata.
- Valutazione della richiesta da parte dell'Utente ed eventuale risposta in termini di variazione della potenza attiva. Tale variazione viene limitata ad un token massimo che può essere stabilito dal gestore del servizio, nel nostro caso è stato fissato a 0,1 MW. Questo per evitare che il primo Utente in ordine di priorità sia avvantaggiato rispetto agli Utenti successivi ed evitare quindi un possibile comportamento speculativo da parte dei soggetti partecipanti alla regolazione.
- Dopo l'azione del primo Utente di ciascuna area, la richiesta di partecipazione passa all'Utente successivo nel caso in cui non siano già stati raggiunti gli obiettivi tecnici.
- Una volta completato il giro di richieste a tutti gli Utenti partecipanti, se gli obiettivi non sono stati raggiunti si provvede a richiedere nuovamente agli stessi Utenti una variazione di potenza attiva allo stesso prezzo per esaurire la disponibilità.
- Ancora una volta se non sono stati raggiunti gli obiettivi, si provvede ad aumentare il prezzo con cui viene remunerato il taglio o l'aumento di potenza attiva e si verifica se sono presenti Utenti disponibili a quel prezzo. In caso contrario la regolazione fallisce.

La situazione finale che si viene a creare può essere di due tipi: in un caso sono stati raggiunti gli obiettivi ed ogni Utente ha variato la sua potenza attiva in base alla sua convenienza economica, nel secondo caso invece non si è raggiunto l'obiettivo per motivi tecnici.

2.5.2.1 Matrice PTDF

In questa sottosezione si andrà ad analizzare la matrice utilizzata per definire le aree per il controllo delle congestioni. Tale matrice è la matrice PTDF (*Power Transfer Distribution Factors*), in italiano matrice dei fattori di distribuzione del trasferimento di potenza. Solitamente tale matrice viene utilizzata in ambito economico per calcolare i flussi all'interno di una rete e calcolare i prezzi di produzione dei generatori connessi a tale rete [15] oppure per definire il miglior percorso di richiusura delle linee dopo un blackout [16].

La matrice PTDF permette di quantificare l'influenza che ha l'iniezione di potenza in ogni nodo della rete su una specifica linea, quantificando la variazione relativa di flusso di potenza su una particolare linea, dal nodo i al nodo j , a seguito di una nuova transazione nella rete (dal nodo s al nodo r) [17].

$$PTDF_{i-j,s \rightarrow r} = \frac{\left(\begin{array}{c} \text{Variazione del flusso di potenza nella linea } i-j \\ \text{causato dalla nuova transazione da } s \text{ a } r \end{array} \right)}{\text{Transazione tra } s \text{ e } r} \quad (1.7)$$

Una notazione analitica equivalente all'equazione (2.6) è data dall'equazione (2.7):

$$PTDF_{s,r,l} = \frac{\Delta f_l}{\Delta P_{s,r}} \quad (1.8)$$

Per calcolare il flusso nella linea interessata quindi basta effettuare la formula inversa (2.8).

$$\Delta f_l = PTDF_{s,r,l} \Delta P_{s,r} \quad (1.9)$$

Nel caso in cui la transizione abbia direzione opposta, quindi dal nodo r al nodo s , allora la matrice PTDF assume valori opposti rispetto al caso precedente [18].

$$PTDF_{r,s,l} = -PTDF_{s,r,l} \quad (1.10)$$

Ne deriva che il range numerico nel quale si collocano gli elementi di tale matrice è quello in equazione (2.10).

$$-1 \leq PTDF_{r,s,l} \leq 1 \quad (1.11)$$

Per calcolare i valori della matrice si sfrutta l'equazione della potenza attiva che fluisce in una linea ij [19]:

$$P_{ij} = U_i^2 \cdot G_{l,ij} - U_i U_j \left[G_{l,ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{l,ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) \right] \quad (1.12)$$

dove U è la tensione di nodo, δ è l'angolo della tensione di nodo, G è la conduttanza chilometrica della linea e B la suscettanza chilometrica della linea. Supponendo di avere $G_{l,ij}$ molto minore di $B_{l,ij}$, condizione verificata nella nostra rete test con $g=0S$, e supponendo di avere differenze molto piccole tra gli angoli delle tensioni:

$$\sin(\delta_i - \delta_j) = \delta_i - \delta_j \quad \text{e} \quad \cos(\delta_i - \delta_j) = 1 \quad (1.13)$$

Da queste approssimazioni deriva che:

$$P_{ij} = \frac{\delta_i - \delta_j}{x_{ij}} \quad (1.14)$$

Definendo la matrice PTDF come il rapporto tra la variazione di potenza sulla linea l e la variazione di potenza tra il nodo k e il nodo di saldo si ottiene:

$$\rho_{l,k} = \frac{dP_l}{dP_k} \quad (1.15)$$

dove $\rho_{l,k}$ è un elemento della matrice PTDF con numero di righe uguale al numero di linee nella rete, e numero di colonne uguale al numero di nodi. Dall'equazione (2.13) e (2.14) si può ricavare la formula per calcolare tutti i coefficienti della matrice PTDF [16].

$$\rho_{l,k} = \frac{1}{x_{ij}} \cdot (Z_{ik} - Z_{jk}) \quad (1.16)$$

In forma matriciale l'equazione (2.15) diventa [20]:

$$PTDF = B_{ramo} \times A \times Z \quad (1.17)$$

dove B_{ramo} è la matrice diagonale delle suscettanze chilometriche delle linee con ordine uguale al numero di linee, A è una matrice di incidenza che rappresenta la topologia della rete con dimensioni *numero di linee* \times *numero di nodi* dove +1 e -1 indicano "dal nodo" e "al nodo". Infine, Z è la matrice alle impedenze della rete ricavata come inversione della matrice alle ammettenze utilizzata nel metodo CCI. Nella rete test implementata in questo lavoro di tesi sono presenti in MT 30 linee con 31 nodi (viene escluso dalla matrice PTDF il nodo di saldo) quindi la matrice finale risulterà una matrice 30×31 . Da sottolineare come la matrice PTDF dipenda unicamente dai parametri di rete e non dipenda invece dai carichi

o dai generatori della rete, come non dipende anche dalla posizione dello slack bus all'interno della rete [18].

Nel nostro caso, avendo una rete radiale con iniezione di potenza dai nodi e assorbimento nello slack bus, la matrice PTDF sarà formata da valori prossimi a 1 e prossimi a 0.

Preso ad esempio il sistema radiale di Figura 2.14:

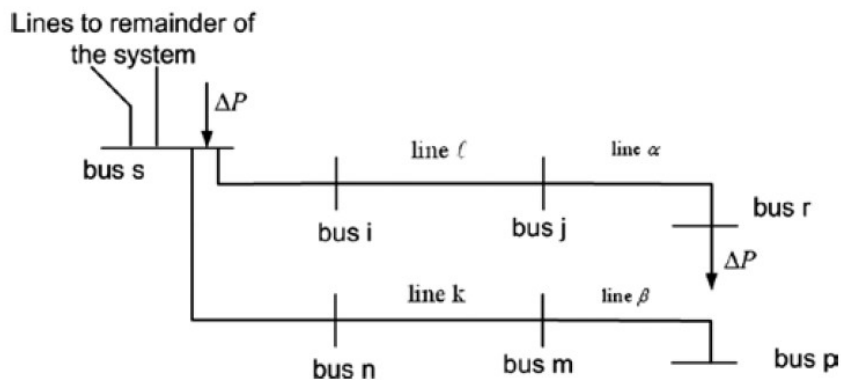


Figura 2.14 Esempio di rete radiale per il calcolo del PTDF

Con iniezione di potenza al nodo s e assorbimento al nodo r , i valori del PTDF tendono a 1 e 0. L'elemento corrispondente alla linea l ($PTDF_{s,r,l}$) con valore che tende a 1, è un'indicazione che tutta la potenza trasferita dal nodo s al nodo r deve fluire attraverso la linea l ; inoltre è importante sottolineare come se la linea l dovesse essere aperta, i nodi s e r sarebbero separati, cioè i nodi j e r andrebbero in stato di isola. Ne consegue che $PTDF=1$ è un indicatore che se la linea fosse aperta porterebbe a "islanding", come avviene nelle linee radiali. L'elemento corrispondente alla linea k ($PTDF_{s,r,k}$) tende invece a zero poiché non esiste un percorso per la richiusura della potenza dal nodo s al nodo r che passi per la linea k .

Dai calcoli sulla rete test consegue una matrice 30x31 poiché si hanno 30 linee MT che collegano 31 nodi. Da questa matrice è interessante estrapolare come i nodi influenzino o meno il flusso di potenza in una linea. A titolo di esempio sono riportati in Figura 2.15 i valori della matrice PTDF che si riferiscono alla linea 2-19. Tali valori sono normalizzati rispetto al valore massimo che si registra nel nodo 19, essendo il nodo immediatamente a valle della linea.

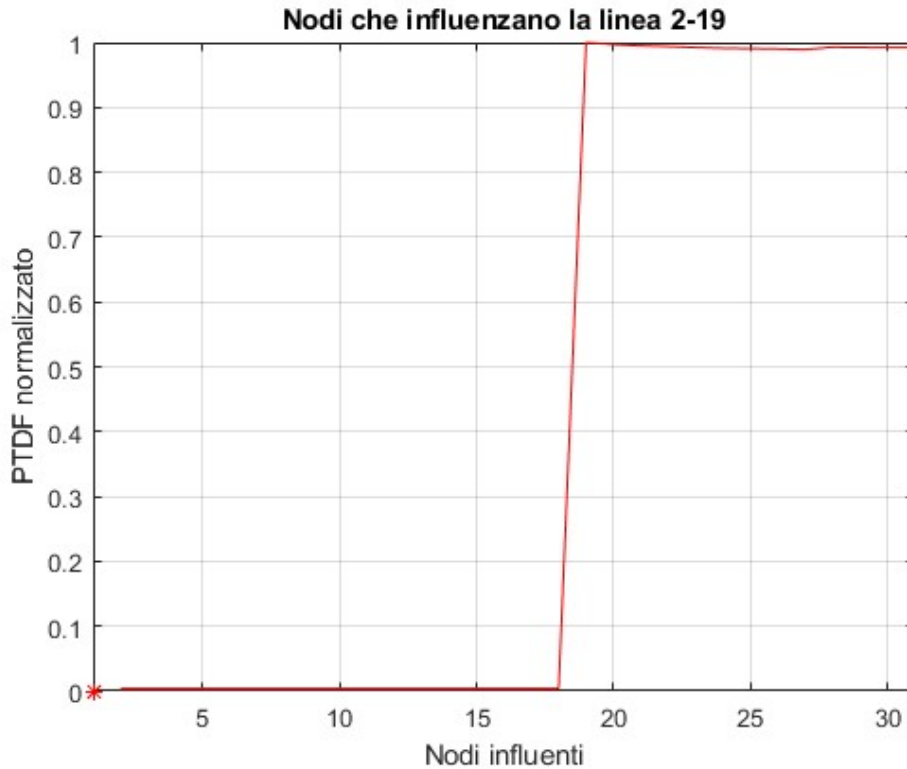


Figura 2.15 Valori normalizzati della matrice PTDF per la linea 2-19

Come si vede dal grafico gli unici nodi influenti per la linea 2-19 sono i nodi a valle di questa che presentano valori del PTDF prossimi a 1. Ciò avviene poiché la matrice PTDF è stata calcolata assumendo potenza iniettata dal nodo generico e assorbita dal nodo di saldo; l'unico modo in cui tale transazione di potenza possa attraversare la linea 2-19, è avendo il nodo generico posizionato a valle della stessa. Nel grafico è stato evidenziato anche il nodo di saldo 1. Tale nodo in nessun caso si trova a valle di una linea, essendo la sbarra primaria del trasformatore di CP, e il valore corrispondente nella matrice PTDF sarà sempre uguale a zero. Per completezza si mostra in Figura 2.16 un secondo esempio di valori del PTDF, questa volta per la linea dal nodo 10 al nodo 11.

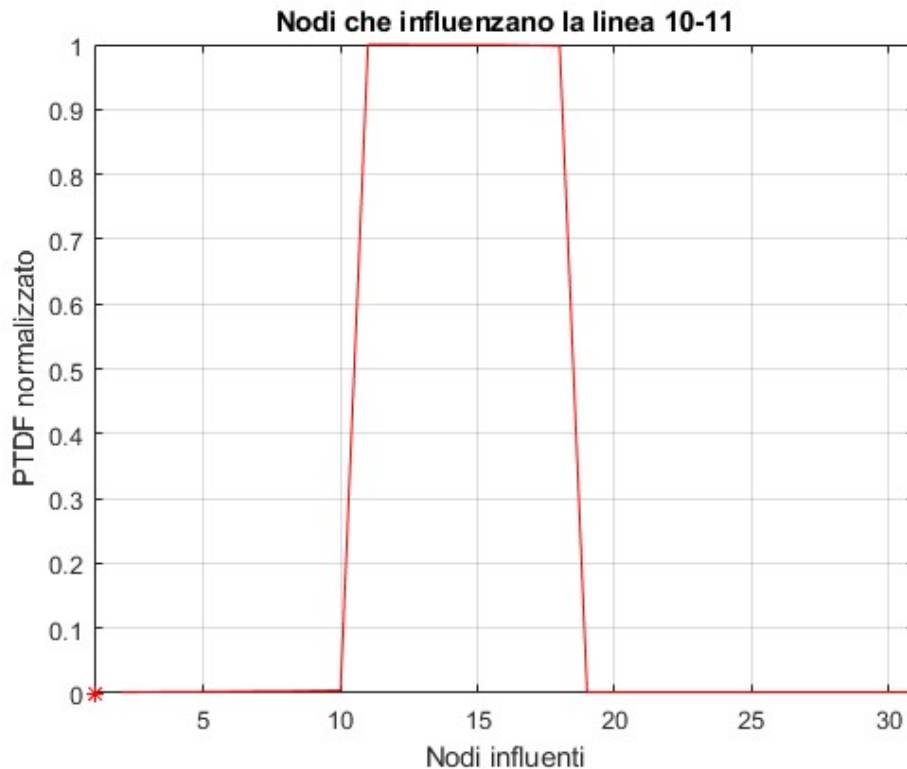


Figura 2.16 Valori normalizzati della matrice PTDF per la linea 10-11

Ancora una volta si nota come i nodi influenti abbiano valori molto vicini a 1 e questi sono dal nodo 11, immediatamente a valle della linea, fino al nodo 18, a fine feeder 1.

2.5.3 Controllo delle tensioni

Arrivati a questo punto, l'obiettivo è quello di regolare il livello di tensione ai nodi della rete di media tensione attraverso il coordinamento delle unità di generazione distribuita. Come nel caso precedente, il metodo utilizzato si basa sulla definizione di aree composte da nodi con simili condizioni operative e simili obiettivi a cui viene richiesto un servizio di rete. Per la suddivisione delle aree si utilizzano due principi principali: la distanza elettrica (analizzata nella prossima sottosezione) e la tensione di nodo. Il primo di questi si basa sulla topologia e sulle caratteristiche della rete mentre il secondo si basa sulle condizioni di funzionamento della rete. Questo permette di avere una suddivisione dinamica che non dipende unicamente dalle particolarità proprie della rete in esame. Una volta definite le aree di tensione, si provvede ad identificare quello che viene chiamato nodo pilota. Il nodo pilota è definito come il nodo di ciascuna area di regolazione con il livello peggiore di tensione, inteso come scostamento dal valore nominale superiore o inferiore. Una volta riconosciuto

tale nodo si provvede a definire l'obiettivo di tensione previsto: nel nostro caso si vuole riportare all'interno di una banda di qualità del 5 % la tensione del nodo. A differenza del metodo per la regolazione delle congestioni, questo metodo non fissa un obiettivo di potenza da soddisfare mano a mano coinvolgendo sempre più nodi, bensì si fissa un obiettivo di tensione che andrà risolto dagli Utenti attivi rispettando i loro limiti di capability. In questo caso inoltre, non è stato adottato un meccanismo di domanda/offerta poiché si ipotizza che le Utenze partecipino alla regolazione in quanto servizio di rete obbligatorio. La curva di capability implementata per il controllo della tensione è quella di tipo semicircolare senza limitazioni (Fig. 2.8) con curva caratteristica mostrata in Figura 2.6b. La procedura di controllo della tensione può essere schematizzata come segue:

- Identificazione dell'obiettivo di tensione V_{diff} per la singola area.
- Invio richiesta di partecipazione agli Utenti appartenenti allo stesso cluster. In questo step il singolo Utente impiega il segnale V_{diff} per posizionarsi all'interno del *droop* della curva di intervento e valutare quale sarà il suo contributo di potenza reattiva.
- Una volta regolata la prima area si aggiornano gli obiettivi e si passa alle aree successive fino alla completa regolazione della rete.
- Finita la regolazione si verifica il raggiungimento degli obiettivi. In caso positivo allora la regolazione è completata, in caso negativo la regolazione non ha successo.

2.5.3.1 Distanza elettrica

Varie operazioni di gestione e pianificazione della rete di distribuzione richiedono la divisione della rete in aree discrete o "zone". Tipicamente tali zone sono definite da confini storici o sono definite dalle aziende che gestiscono o sono proprietarie della rete [21]. Tali suddivisioni, dal punto di vista elettrico, non sono efficienti poiché non si basano su criteri tecnici bensì su criteri di convenienza economica o consuetudine, e rischiano quindi di peggiorare le prestazioni della rete. Si rende necessario definire un metodo per raggruppare i nodi secondo un set di parametri che permettano di comparare le zone secondo criteri tecnici. Il tipico termine di confronto utilizzato per la definizione delle aree è quello della distanza elettrica, che può essere definita come la misura che quantifica il concetto di prossimità tra nodi [22] [23]. La tensione di un nodo ha un'influenza marcata solo per i nodi nelle sue vicinanze quindi la distanza elettrica aiuta a definire tale influenza.

Il classico metodo per misurare la distanza elettrica tra due nodi è quello di sfruttare la matrice jacobiana del sistema [15] [24], prendere la sua parte J_3 e calcolare da questa la matrice di sensitività B:

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial V} & \frac{\partial P}{\partial \theta} \\ \frac{\partial Q}{\partial V} & \frac{\partial Q}{\partial \theta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \quad (1.18)$$

$$B = \begin{bmatrix} \frac{\partial V}{\partial Q} \end{bmatrix} = J_3^{-1} \quad (1.19)$$

Dagli elementi della matrice B si ricava la matrice di attenuazione i cui elementi si calcolano come in equazione 4.21:

$$\alpha_{ij} = b_{ij} / b_{jj} \quad (1.20)$$

Dalla matrice di attenuazione si ottiene la matrice delle distanze elettriche (4.22) che può essere anche normalizzata rispetto al valore massimo (4.23):

$$D_{ij} = -\log(\alpha_{ij} \cdot \alpha_{ji}) \quad (1.21)$$

$$D_{ij} = \frac{D_{ji}}{\max(D_{i1}, \dots, D_{iN})} \quad (1.22)$$

Nel caso del calcolo dei power flow con il metodo CCI multiconduttore, il calcolo della matrice Jacobiana non è richiesto a differenza del metodo di Newton-Raphson (sezione 3.2.1). Per valutare la distanza elettrica, utilizzando solo parametri già determinati nel calcolo dei flussi di potenza, si sfrutta la matrice alle impedenze della rete [21]. Tale matrice è l'inverso della matrice alle ammettenze della rete Y_{tot} , la quale non varia nei vari istanti del power flow, e i suoi elementi danno la sensitività tra le variazioni di tensione e corrente dei nodi della rete.

$$Z_{tot} = |Y_{tot}^{-1}| \quad (1.23)$$

La matrice delle distanze elettriche si ottiene eliminando la diagonale della matrice delle impedenze, cioè le autoammettenze, poiché la distanza di un nodo da sé stesso deve risultare uguale a zero. Una volta effettuato questa operazione si normalizza rispetto al massimo e si ottiene la matrice delle distanze elettriche ed con valori compresi tra 0 e 1, con 0 sulla diagonale.

$$D = |Z_{tot} - \text{diag}(Z_{tot})| \quad (1.24)$$

$$ed = \frac{D}{\max(D)} \quad (1.25)$$

La matrice delle distanze elettriche ed è di ordine n , dove n è il numero di nodi escluso il nodo di saldo.

Una volta ottenuta la distanza elettrica si procede alla suddivisione della rete in sottosistemi con distanze elettriche mutue entro un valore limite impostato, detto raggio elettrico ($0 \leq r_{el} \leq 1$). Il metodo di suddivisione in aree è di tipo gerarchico, in inglese “hierarchical clustering” [21]. Con tale metodo, partendo dal nodo con tensione peggiore della rete si agglomerano i nodi che ricadono all’interno del raggio elettrico fino a formare delle zone di regolazione di tensione che abbiano distanza elettrica e tensione omogenea tra loro.

3 Analisi Power Flow con il metodo Correction Current Injection

3.1 Introduzione

In questo capitolo verrà presentato l'approccio alla modellazione dei componenti di rete e al calcolo dei flussi di potenza. Con calcolo dei flussi di potenza si intende il calcolo delle tensioni di nodo, le correnti di ramo e più in generale lo studio del comportamento della rete.

L'analisi del power flow negli ultimi anni ha assunto un valore sempre crescente grazie alla diffusione della generazione distribuita. Le reti di distribuzione non sono più prettamente passive e lo studio dei flussi di potenza si rivela essenziale per simulare possibili squilibri all'interno della rete. Ha particolare rilevanza il rapporto R/X dei rami il quale va a definire il comportamento delle tensioni rispetto ai flussi di potenza. Per linee di trasmissione con R/X basso, le tensioni dipendono dai flussi di potenza reattiva mentre lo scostamento delle fasi di tali tensioni dipende dai flussi di potenza attiva. Per linee di distribuzione in cui il valore R assume valori confrontabili o maggiori rispetto a X , questo disaccoppiamento non è più così netto. Per questo, alcune delle ipotesi alla base dell'utilizzo dei classici algoritmi non sono più valide e possono rendere il calcolo difficoltoso o approssimato, richiedendo una soluzione alternativa per il calcolo dei load flow.

I classici algoritmi utilizzati si dividono in due categorie:

- i metodi di fase tra cui vanno ricordati i metodi Backward-Forward, i metodi basati sulle leggi di Kirchhoff con compensazione e i metodi iterativi di Newton-Raphson e di Gauss-Seidel;
- i metodi alle sequenze che sfruttano la scomposizione in sequenza diretta, inversa e omopolare.

Tra i metodi più utilizzati a livello commerciale sicuramente figura il metodo iterativo di Newton-Raphson che permette di avere ottimi risultati con poche iterazioni a patto di accettare alcune limitazioni.

3.2 Metodi per il calcolo dei flussi di potenza

3.2.1 Algoritmi basati sul metodo di Newton-Raphson

Come già accennato il metodo di Newton-Raphson è alla base della maggior parte dei software commerciali per il calcolo dei flussi di potenza poiché unisce flessibilità e rapidità a ottime doti di convergenza. Negli anni sono elaborati anche metodi più rapidi e semplificati come il metodo di Carpentier il quale si basa sull'assunzione che la potenza reattiva agisca unicamente sul modulo della tensione mentre la potenza attiva sulla fase.

Parte fondamentale per lo sfruttamento di tale metodo è il calcolo della matrice Jacobiana del sistema. Tale matrice contiene le informazioni che legano potenza attiva e reattiva a modulo e fase delle tensioni per ogni nodo.

$$J = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial U} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial U} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Supponendo di lavorare in una rete simmetrica, equilibrata e con un rapporto R/X basso, si vede come i termini J_1 e J_4 siano predominanti. Ciò comporta che la potenza attiva sarà più perturbata da variazioni di fase rispetto a variazioni di ampiezza da parte della tensione e viceversa per la potenza reattiva.

Le assunzioni fatte per sfruttare la matrice jacobiana non sono applicabili ad una rete di distribuzione in bassa o in media tensione e rendono difficoltoso l'utilizzo di tale metodo. Innanzitutto, le reti di distribuzione presentano vari carichi e generatori monofase distribuiti spesso in modo disuniforme rendendo quindi la rete squilibrata. Inoltre, i rami di tali reti presentano valori di resistenza molto maggiori rispetto alle reti di trasmissione quindi il rapporto R/X aumenta generando anche comportamenti da parte della rete opposti rispetto al caso di reti a tensioni maggiori. Con un tale rapporto infatti la relazione tra potenze e tensione si inverte e la potenza reattiva influenza la fase della tensione mentre la potenza attiva influenza l'ampiezza. Infine, il forte squilibrio impedisce di sfruttare la semplificazione del monofase equivalente. In questo modo le matrici che si dovranno invertire per ottenere la soluzione non saranno più matrici quadrate di ordine n (con n numero di nodi) bensì saranno matrici di ordine $n \times m$ (con m numeri di fasi). Tutto ciò appesantisce fortemente l'algoritmo portano instabilità e in alcuni casi ostacolando la convergenza del metodo. Si rende necessario quindi lo sviluppo di un metodo che non

richieda l'inversione ad ogni iterazione di grandi matrici, ma che permetta un unico calcolo all'inizio del ciclo iterativo.

3.2.2 Il metodo iterativo a correzione delle ammettenze

Tale metodo si propone di considerare la dipendenza degli elementi derivati (carichi o generatori) dalla tensione, attraverso una correzione delle ammettenze. Tale metodo viene chiamato Admittance Matrix Correction Method – AMC Method ed è stato sviluppato in [25]. Si procede andando a correggere la matrice alle ammettenze degli elementi shunt ad ogni iterazione calcolando un ΔY che va ad aggiornare la matrice alle ammettenze come in Figura 3.1.

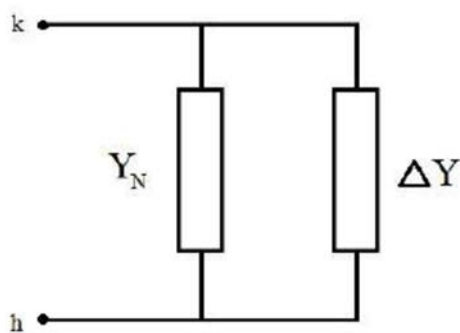


Figura 3.1 Elemento shunt con ammettenza di correzione

Una volta effettuata la correzione è facile calcolare le tensioni e le correnti a partire dalla matrice alle ammettenze, anche se questo richiede la sua inversione in ogni iterazione. Questo aspetto può risultare oneroso quando la rete sia molto estesa, rallentando fortemente l'algoritmo. Per risolvere il problema si rende necessario lo studio di un metodo che permetta una unica inversione iniziale e che permetta comunque di tener conto della dipendenza dalla tensione.

3.3 Algoritmo con Iniezione di Correnti di Correzione

Come visto prima il calcolo di una correzione tramite ammettenze può essere oneroso, perciò si sfrutta il principio del generatore equivalente di Norton. La variazione di ammettenza nei vari istanti, sia essa positiva o negativa, può essere rappresentata dall'iniezione di una corrente di segno opportuno in parallelo alla ammettenza iniziale (Fig. 3.2).

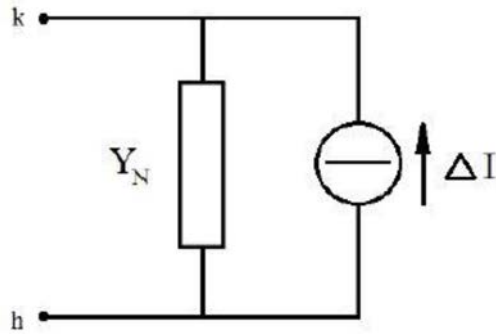


Figura 3.2 Shunt con generatore di corrente di correzione

Con tale metodo si è in grado di applicare la dipendenza dalla tensione agli elementi shunt solo modificando gli elementi del vettore delle correnti di nodo, quindi senza richiedere l'inversione della matrice alle ammettenze, alleggerendo notevolmente il carico computazionale [26]. Questo è tanto più evidente quanto più grande è la rete, infatti con reti estese si ottengono matrici alle ammettenze sparse e ampie che rallentano e in alcuni casi impediscono di convergere ad una soluzione. Rispetto al metodo AMC quindi il numero delle iterazioni rimane lo stesso ma con calcoli molto più rapidi per ciascuna iterazione, di conseguenza la velocità di esecuzione dell'algoritmo risulta aumentata.

Per poter sfruttare questo metodo è necessario modellizzare la rete e rappresentare i singoli elementi presenti in matrici alle ammettenze. Una volta che si conosce la matrice alle ammettenze globale e i valori di tensione e correnti al nodo di saldo, si è in grado di calcolare tensioni e correnti in tutti i nodi della rete. Una rappresentazione efficace di tale metodo è mostrata in Figura 3.3.

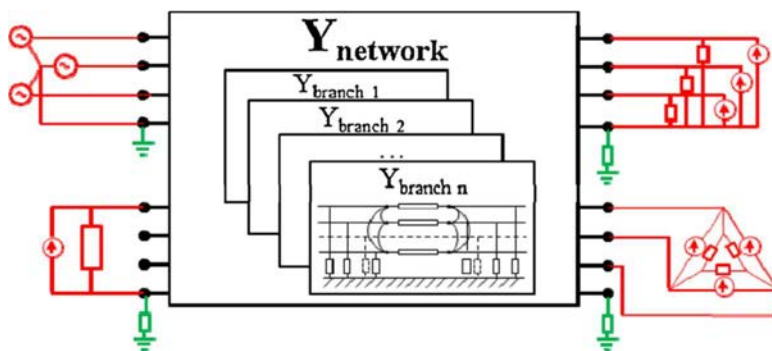


Figura 3.3 Rappresentazione di un sistema asimmetrico per il calcolo del Power Flow

La matrice alle ammettenze della rete passiva è segnalata in nero mentre gli elementi shunt, che comprendono generatori e carichi, sono segnalati in rosso e sono collegati alle porte esterne. Tali elementi possono essere connessi a stella, a triangolo, concatenati o fase terra e questo non fa altro che sottolineare la flessibilità dell'algoritmo. Infine, in verde

sono indicate le connessioni verso terra. Nel proseguo di questo capitolo verranno illustrati i modelli utilizzati per rappresentare gli elementi della rete ed infine il vero e proprio algoritmo di calcolo.

3.3.1 Rami

Le linee sono gli elementi fondamentali di una rete, responsabili del trasporto dell'energia e delle cadute di tensione. Come indicato in [4] le linee elettriche possono essere di due tipi: aeree o in cavo. In base alla loro natura queste presentano caratteristiche molto differenti tuttavia in entrambi i casi sono dissimmetriche. Questo perché nonostante si possa utilizzare una configurazione a triangolo equilatero, ottenendo quindi distanze reciproche uguali, le distanze da terra saranno sempre differenti. Questo vale per le linee in MT poiché le linee di BT sono esercite con neutro quindi con una configurazione a “quadrato” che esalta le dissimmetrie.

Le matrici rappresentati i rami sono ottenute sfruttando un modello a π n-fase che tiene conto sia della componente longitudinale Z , sia della componente trasversale Y_t [27].

$$Y_{Ramo} = \begin{bmatrix} Z^{-1} + \frac{Y_t}{2} & -Z^{-1} \\ -Z^{-1} & Z^{-1} + \frac{Y_t}{2} \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

Questa matrice Y_{ramo} rappresenta la relazione tra le correnti e le tensioni dell'elemento n porte con convenzione positiva per la corrente entrante e tensione riferita ad uno zero comune. Una rappresentazione di tale calcolo è visibile in Figura 3.4.

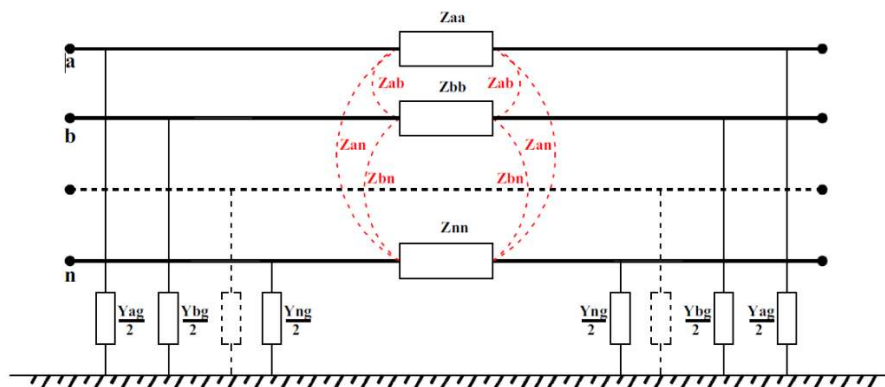


Figura 3.4 Elementi di ramo calcolati con modello π n-fase

Gli elementi Z e Y_t sono stati ottenuti grazie alla formulazione di Carson-Clem per un sistema n fasi. L'impedenza longitudinale contiene le informazioni di autoammettenza e

mutua ammettenza per ogni singola fase e nel nostro caso con rete squilibrata sono predominanti rispetto al contributo di Y_t che viene calcolato tramite i coefficienti di potenziale di Maxwell.

La formulazione tratta separatamente il contributo delle auto e mutue ammettenze, quindi presi in considerazione due circuiti i e j :

$$Z_{ii} = R_i + R_e + j\omega \times 2 \times 10^{-4} \ln\left(\frac{D_e}{r_i}\right) \quad \left[\frac{\Omega}{km}\right] \quad (3.3)$$

$$Z_{ij} = R_e + j\omega \times 2 \times 10^{-4} \ln\left(\frac{D_e}{d_{ij}}\right) \quad \left[\frac{\Omega}{km}\right] \quad (3.4)$$

dove R_i è la resistenza longitudinale misurata in $[\Omega/km]$, r_i è il raggio del conduttore di fase [m] e d_{ij} è la distanza mutua tra i due conduttori i e j sempre misurata in [m]. I due valori D_e e R_e invece sono la profondità del ritorno a terra e la resistenza della terra stessa. Per calcolarli si utilizzano le seguenti formule:

$$D_e = 659 \sqrt{\frac{\rho}{f}} \quad [m] \quad (3.5)$$

$$R_e = \pi^2 f 10^{-4} \quad \left[\frac{\Omega}{km}\right] \quad (3.6)$$

dove f è la frequenza del sistema (nel nostro caso 50 Hz) e ρ la conduttività del terreno (tipicamente 100 Ωm).

Una volta costruita la matrice per ogni linea è semplice costruire la matrice per l'intera rete sfruttando la matrice di incidenza che ne definisce la topologia. Si ottiene quindi una matrice finale $Y_{network}$ quadrata di dimensioni $(m \times n)$ dove m è il numero di nodi e n il numero di conduttori.

3.3.2 Messa a terra dei nodi

La possibilità di definire la connessione a terra dei nodi è fondamentale soprattutto per le reti di bassa tensione, visto lo squilibrio delle potenze sulle fasi, in modo da valutare opportunamente il potenziale di neutro. La possibilità di modificare a piacimento i valori di messa a terra permette di creare qualsiasi schema di connessione senza passare forzatamente all'approccio alle sequenze. Ancora una volta si va a calcolare per ogni nodo la matrice alle ammettenze quadrata di dimensione $m \times m$ dove m è il numero di conduttori. Tale matrice presenta un numero diverso da zero solo in corrispondenza dell'elemento

riferito al neutro il cui valore è calcolato a partire dall'impedenza base e dalla resistenza di messa a terra.

$$Y_{g,n} = \frac{z_{base}}{R_{ground,n}} \quad (3.7)$$

Dove R_{ground} è la resistenza specificata nei dati di input, mentre z_{base} è ottenuta a partire da tensione e potenza base $z_{base} = \frac{U^2 base,n}{S_{base}}$. Quindi la matrice per un generico nodo n sarà di questo tipo:

$$Y_{ground,n} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & Y_{g,n} \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

Una volta ottenuta questa matrice per ogni nodo della rete, si può andare a costruire la matrice complessiva:

$$Y_{ground} = \begin{bmatrix} [Y_{g,1}] & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & [Y_{g,2}] & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \dots & [Y_{g,n}] \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

3.3.3 Trasformatore

Per una rappresentazione completa del sistema è necessario modellizzare anche gli eventuali trasformatori nonostante sia particolarmente impegnativo poiché si potrebbero introdurre singolarità all'interno della matrice alle ammettenze rendendo quindi i risultati poco affidabili. Una caratteristica essenziale della modellizzazione è la capacità di rappresentare un trafo all'interno della rete multiconduttore e asimmetrica. Una precedente ricerca è stata svolta per ottenere un modello generalizzato che abbia un generico numero di fasi e avvolgimenti [28]. Il modello multi fase è ottenibile attraverso questi step:

1. Definizione della matrice alle ammettenze primitiva Y_p .
2. Calcolo della matrice alle ammettenze degli avvolgimenti non connessi Y_w .
3. Definizione della matrice alle ammettenze del trasformatore Y_T applicando le giuste connessioni avvolgimenti-porte definite dal gruppo e della topologia del trafo.

Un semplice schema concettuale è mostrato in Figura 3.5.

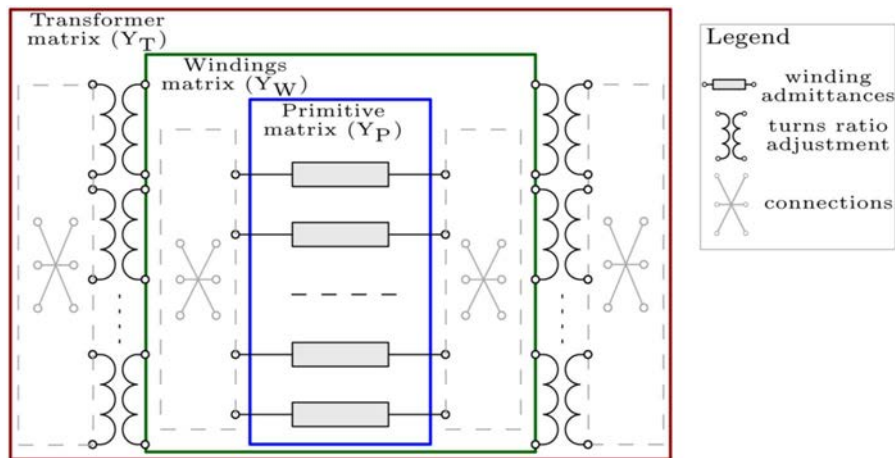


Figura 3.5 Schema concettuale della metodologia di costruzione

I tre passaggi sopra descritti possono essere visti come concentrici. Il primo passaggio (più interno) va ad analizzare le proprietà elettriche proprie degli avvolgimenti mentre il secondo ed il terzo passaggio vanno a connettere correttamente gli avvolgimenti tra loro e tra questi e il sistema esterno per ottenere le caratteristiche desiderate di connessioni e gruppo e inserire il modello nella matrice alle ammettenze della rete.

Andiamo ora ad analizzare per step come nasce la matrice alle ammettenze di un trafo. Nel primo passaggio si studia la matrice di una singola fase con più avvolgimenti, questa rappresenta il tassello fondamentale di tutti i trasformatori con un numero generico di fasi e avvolgimenti. Innanzitutto, dato un numero n_w di avvolgimenti, si costruisce un circuito equivalente (Fig. 3.6) schematizzando ogni avvolgimento con la rispettiva impedenza $\dot{z}_1, \dots, \dot{z}_{n_w}$ riferendosi ad una tensione comune chiamata sistema di tensione unitario.

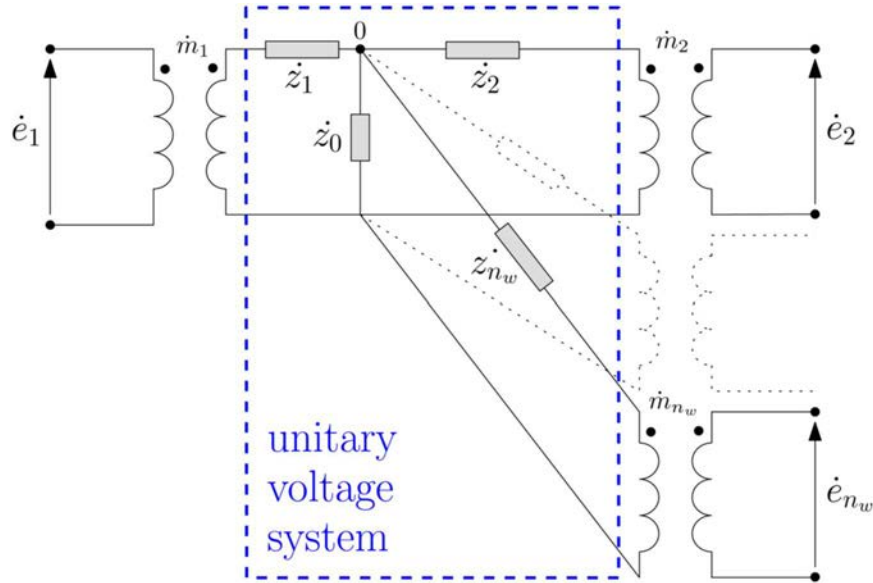


Figura 3.6 Circuito monofase equivalente di un trasformatore a più avvolgimenti

Queste impedenze di avvolgimento sono ottenute dalle prove in cortocircuito mentre le perdite del ferro sono prese in considerazione connettendo l'impedenza \dot{z}_0 al nodo centrale 0. Questo modello permette una rappresentazione accurata del trafo senza approssimazioni. Per ottenere il modello polifase si dovranno accoppiare adeguatamente più circuiti monofase, invertendo allo stesso tempo le impedenze per costruire la matrice alle ammettenze con le sottomatrici ottenute. Si ottiene così la matrice alle ammettenze primitiva $Y_{P(0)}$ dove il pedice (0) indica che la matrice si riferisce al nodo centrale 0.

$$Y_x = \begin{bmatrix} \frac{1}{\dot{z}_{x,a}} & 0 & 0 \\ 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{\dot{z}_{x,n_c}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{y}_{x,a} & 0 & 0 \\ 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \dot{y}_{x,n_c} \end{bmatrix} \quad x = (1, \dots, n_w, 0) \quad (3.10)$$

$$Y_{P(0)} = \begin{bmatrix} Y_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \ddots & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Y_{n_w} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & Y_0 \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

Come si può vedere da Y_x , l'ordine di ciascuna sottomatrice è dato dal numero di fasi n_c , quindi la matrice primitiva $Y_{P(0)}$ è una matrice quadrata di ordine $[n_c \cdot (n_w + 1)]$ dato che il numero di sottomatrici incluse fa riferimento ad ogni avvolgimento più i termini shunt.

A questo punto si è arrivati alla seconda fase, il calcolo della matrice alle ammettenze degli avvolgimenti. Questa matrice necessita della matrice $Y_{P(0)}$ prima calcolata, ma soprattutto di una matrice di incidenza che permetta di rappresentare le connessioni tra gli avvolgimenti. Per questo motivo si definisce una matrice $A_{(0)}$ tramite l'uso di matrici identità e zeri.

$$A_{(0)} = \begin{matrix} & 1(a, \dots, n_c) & \dots & n_w(a, \dots, n_c) & 0(a, \dots, n_c) \\ \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 1 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} & \begin{matrix} Y_1 \\ \dots \\ Y_{n_w} \\ Y_0 \end{matrix} \end{matrix} \quad (3.12)$$

Gli indici di colonna sono raggruppati per avvolgimento, da 1 a n_w più il nodo centrale 0 e si riferiscono al numero di circuiti monofase n_c nel modello. Le porte invece sono indicate da a fino a n_c . Con questa notazione le sottomatrici identità e zero hanno ordine uguale a n_c , perciò $A_{(0)}$ ha ordine $[n_c \cdot (n_w + 1)]$.

Una volta definita questa matrice di incidenza è possibile calcolare la matrice degli avvolgimenti $Y_{W(0)}$ come:

$$Y_{W(0)} = A_{(0)}^T Y_{P(0)} A_{(0)} \quad (3.13)$$

Per poter includere il trasformatore in un modello di rete è necessario che il nodo centrale 0 non sia esplicito quindi va effettuata una riduzione della matrice seguendo i seguenti passi:

1. Invertire $Y_{W(0)}$ per ottenere la matrice delle impedenze di ordine $[n_c \cdot (n_w + 1)]$ che include il nodo comune: $Z_{W(0)} = (Y_{W(0)})^{-1}$
2. Eliminare righe e colonne relative al nodo fittizio riducendo la matrice all'ordine $[n_c \cdot n_w]$: $Z_{W(0)} \rightarrow Z_W$
3. Invertire la matrice alle impedenze per ottenere la matrice alle ammettenze: $Y_W = Z_W^{-1}$
4. Da sottolineare è il fatto che tutta questa trattazione è stata effettuata supponendo un numero di avvolgimenti e fasi generico. Cambiando il numero n_c , n_w e di conseguenza la matrice $A_{(0)}$, è possibile ottenere tutte le combinazioni di trasformatori.
5. In questo terzo e ultimo passaggio si va a definire gruppo, topologia e rapporto del trasformatore. Fino ad ora si sono modellizzate le caratteristiche elettriche del singolo

trafo, ora invece si va ad inserirlo nella rete conferendogli il giusto rapporto, gruppo e connessione esterna.

6. Dato che i termini di ammettenza sono stati definiti in un sistema di tensione unitario, le connessioni esterne sono introdotte tramite i termini di rapporto spire in p.u. \dot{m}_{w_c} con $w=1,\dots,n_w$ e $c=1,\dots,n_c$. Questi termini sono definiti come:

$$\dot{m}_{w_c} = \frac{1}{\frac{\dot{E}_{w_c} + \Delta\dot{E}_{w_c}}{E_{w_c}Base}} = \frac{1}{\dot{e}_{w_c} + \Delta\dot{e}_{w_c}} \quad (3.14)$$

Dove c e w identificano il circuito e l'avvolgimento mentre \dot{E}_{w_c} e $\dot{E}_{w_c}Base$ sono la tensione nominale e la tensione base per singolo avvolgimento w . Per tener conto di eventuali variazioni del rapporto spire, viene introdotto il termine $\Delta\dot{e}_{w_c}$ il quale può essere un intero o un complesso a seconda che la variazione effettuata sia stata effettuata con una modulazione del rapporto o con una rotazione dei fasori di tensione.

Questi termini saranno poi immagazzinati in una matrice M che permette una rapida implementazione sulla matrice alle ammettenze degli avvolgimenti:

$$M = \begin{bmatrix} \dot{m}_{1a} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \ddots & 0 & \dots & \dots & \dots & 0 \\ 0 & 0 & \dot{m}_{1n_c} & 0 & \dots & \dots & 0 \\ 0 & \dots & 0 & \ddots & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \dots & \dots & 0 & \dot{m}_{n_wa} & 0 & 0 \\ 0 & \dots & \dots & \dots & 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dot{m}_{n_wc} \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

Oltre alle informazioni sul rapporto spire introdotte da M , si rende necessario inserire le informazioni riguardati la topologia delle connessioni esterne attraverso la matrice di incidenza avvolgimento-porta C come mostrato nella seguente equazione:

$$C = \begin{bmatrix} C_1 & 0 & 0 \\ 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & C_{n_w} \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

dove $C_{(1, \dots, n_w)}$ sottomatrici contengono la topologia con le porte esterne per ogni avvolgimento. Il numero di righe è il numero di fasi n_c mentre il numero di colonne è dato dal numero di porte esterne nel sistema a cui sarà collegato il trafo. Per esempio, se il primo avvolgimento è collegato ad un nodo con tre fasi senza il neutro, allora C_1 avrà 3 colonne. Considerando quindi il numero di porte per ogni lato p_1, \dots, p_{n_w} , le dimensioni di C diventano $\left[(n_w \cdot n_c) \times (p_1 + \dots + p_{n_w}) \right]$.

Infine, la matrice alle ammettenze del trasformatore polifase a più avvolgimenti si ottiene come:

$$Y_T = C^T \{ M Y_w M \} C \quad (3.17)$$

Il tipo di trasformatore più diffuso nelle reti di distribuzione è il trasformatore trifase a due avvolgimenti, primario e secondario, con tre o quattro porte esterne nel caso il neutro sia accessibile o meno. In figura 3.7 il trasformatore è del tipo triangolo-stella e sono ben visibili gli elementi discussi in precedenza.

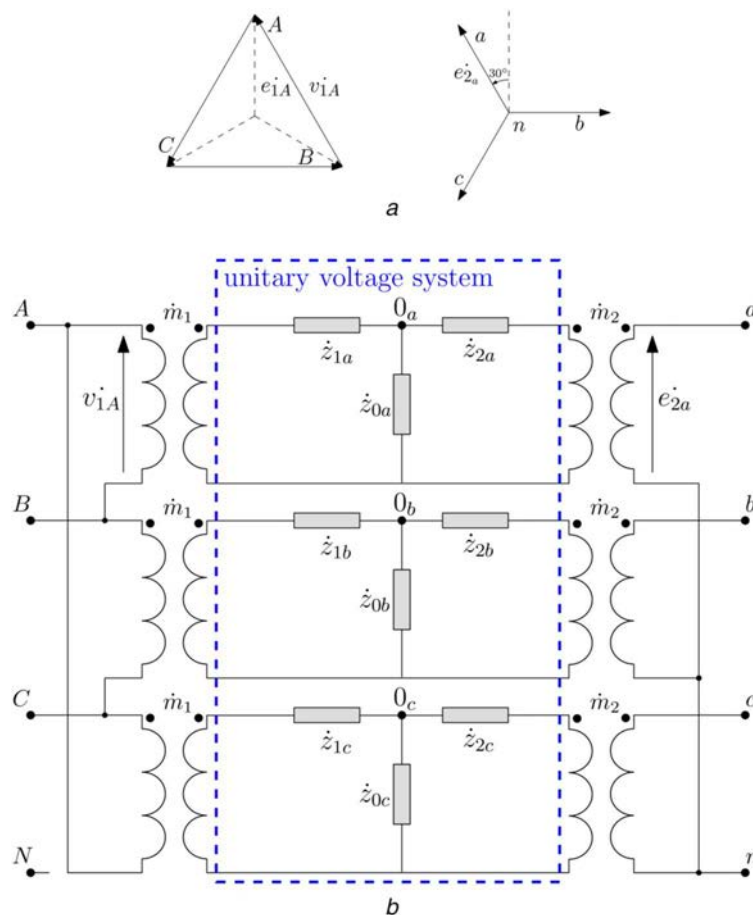


Figura 3.7 Diagramma vettoriale (a) e schema di connessione (b) del trasformatore trifase triangolo-stella

Il sistema unitario di tensione è collegato tramite accoppiamenti ideali alle porte per riprodurre in questo modo le connessioni tra impedenze degli avvolgimenti, rapporto spire e topologia del trasformatore.

Per questo tipo di trasformatori, le impedenze sono misurate tramite prova in cortocircuito e a vuoto. Per un trasformatore standard trifase le misure di impedenza in termini di ampiezza sono:

$$|\dot{z}_{scx}| = v_{sc} \cdot \frac{S_{base}}{S_{nx}} \quad (3.18)$$

$$|\dot{z}_{0x}| = \frac{1}{|\dot{y}_{0x}|} = \left(i_0 \cdot \frac{S_{nx}}{S_{base}} \right)^{-1} \quad (3.19)$$

dove \dot{z}_{sc} è l'impedenza di cortocircuito della fase x , v_{sc} è la tensione di alimentazione della prova in cortocircuiti in p.u., i_0 è la corrente di alimentazione della prova a vuoto in p.u., S_{nx} è la tensione nominale di ogni circuito monofase e S_{base} è la potenza base del sistema. Le impedenze \dot{z}_{sc} e \dot{z}_0 possono essere rappresentate come valori complessi a seconda della potenza attiva assorbita nella prova in cortocircuito e a vuoto, rispettivamente. Nel caso di un trasformatore a due avvolgimenti, la relazione (3.20) mette in evidenza come ciascuna impedenza di avvolgimento sia definita come parte del valore misurato.

$$|\dot{z}_{scx}| = |\dot{z}_{1x} + \dot{z}_{2x}| \quad (3.20)$$

Solitamente \dot{z}_{1x} è considerata la metà di \dot{z}_{scx} in p.u. anche se possono essere prese in considerazione altri rapporti, specialmente quando si conosce il valore della resistenza. Se si suppone \dot{z}_{2x} uguale a \dot{z}_{sc} , si ottiene il modello di trasformatore usato più frequentemente, permettendo un calcolo dell'assorbimento a vuoto e della caduta di tensione semplificato.

Da sottolineare che se entrambi \dot{z}_{1x} e \dot{z}_{2x} vengono definiti come metà di \dot{z}_{sc} , allora il termini inclusi in ognuna delle sottomatrici Y_1 e Y_2 sono uguali. Quando si va a costruire la matrice alle ammettenze come illustrato precedentemente si ottiene $n_c = 3$ e $n_{wm} = 2$. Ciascuna sottomatrice della primitiva degli avvolgimenti ha ordine uguale a 3 quindi l'ordine delle matrici $Y_{P(0)}$, $A(0)$ e $Y_{W(0)}$ è 9.

Per impostare le connessioni tra le porte esterne è necessario definire la matrice di incidenza C . Come si può notare dalla figura 3.7b, tutte le porte di un sistema trifase sono considerate in modo generico (compreso il neutro su ciascun lato) per rappresentare ogni possibile accoppiamento tra ciascuna porta e la rete esterna. Tenendo conto l'intero sistema,

nel caso in cui una porta non abbia interazioni col sistema, questa deve essere eliminata riducendo il numero di colonne per evitare problemi nell'inversione della matrice. Per il circuito trifase in Figura 3.7b, avente quattro porte esterne su ciascun lato e tre circuiti elementari, la matrice di connessione è costruita definendo due sottomatrici C_1 e C_2 ciascuna di dimensioni $[3 \times 4]$.

$$C = \begin{matrix} & A & B & C & N & a & b & c & n \\ \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \end{bmatrix} & \begin{matrix} A-B \\ B-C \\ C-A \\ a-n \\ b-n \\ c-n \end{matrix} & = & \begin{bmatrix} C_1 & 0 \\ 0 & C_2 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (3.21)$$

In questo caso la porta del neutro è esplicita a primario anche se non ha interazioni con il trasformatore, risultando quindi in una colonna di zeri, per mostrare come può essere inclusa nel modello al fine di essere coerente con il numero di fasi nel sistema esterno. C_1 è la classica sottomatrice di incidenza rappresentante una connessione triangolo tra gli avvolgimenti (l'ultima colonna composta di zeri va eliminata nel caso in cui la porta N non sia definita nel modello della rete come avviene per esempio in un sistema trifase a neutro isolato). Allo stesso modo C_2 è la tipica sottomatrice di incidenza riferita ad una connessione a stella tra gli avvolgimenti. Per quanto riguarda il gruppo del trafo, la sua modellizzazione è già compresa all'interno della matrice C poiché tra primario e secondario è presente uno sfasamento come si vede da Figura 3.7a.

3.3.4 Matrice alle ammettenze della rete passiva

Una volta ottenute le matrici alle ammettenze nodali della rete $Y_{network}$, le matrici alle ammettenze delle messe a terra Y_{ground} e le matrici alle ammettenze dei trasformatori presenti nella rete Y_T , allora possiamo combinarle per ottenere una matrice complessiva $Y_{net,pass}$ in grado di descrivere lo stato della rete passiva. Questa rete finale include le informazioni sulle caratteristiche delle linee, sullo stato del neutro e sulle proprietà dei trafo presenti nel sistema.

$$Y_{net,pass} = Y_{network} + Y_T + Y_{ground} \quad (3.22)$$

La matrice che si ottiene è quadrata e sparsa di ordine $m \cdot n$ con m numero di fasi e n numero di nodi dove gli elementi \dot{Y}_{ii} rappresentano le autoammettenze alla fase m -esima del nodo n -esimo mentre gli elementi $\dot{Y}_{ij} = \dot{Y}_{ji}$ rappresentano le mutue ammettenze tra gli elementi i e j .

3.3.5 Elementi shunt

Gli elementi shunt sono i componenti di una rete derivati da un singolo nodo e vanno a rappresentare tipicamente generatori o carichi che possono essere monofase o trifase. Nel caso di elementi monofase, essi sono derivati tra una fase ed il neutro mentre gli elementi trifase sono collegati alle fasi tramite connessioni stella o triangolo. Carichi e generatori possono essere modellizzati come un'impedenza costante di shunt in parallelo con un generatore di corrente di tensione [26] come si può vedere in figura 3.8.

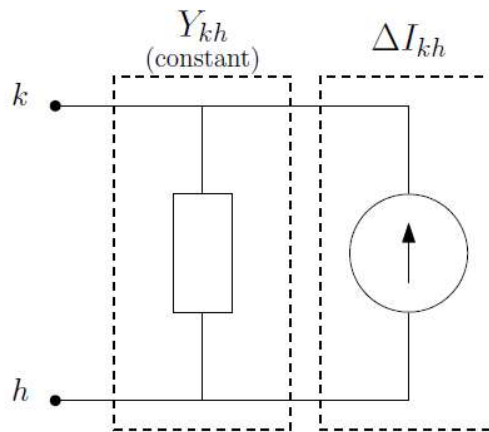


Figura 3.8 Rappresentazione di un elemento shunt come ammettenze costante e termine di corrente di correzione

La convenzione utilizzata in questo elaborato è quella degli utilizzatori quindi le ammettenze dei generatori avranno valori negativi, mentre le ammettenze dei carichi valori positivi. L'ammettenza nominale complessa di un elemento shunt singola fase connesso tra i nodi k e h può essere calcolata con la seguente equazione:

$$Y_{kh} = \frac{S_{kh(0)}^*}{|U_{kh(0)}|^2}, \quad (U_{kh} = E_k - E_h) \quad (3.23)$$

Dove $S_{kh(0)}$ è la potenza nominale dell'elemento shunt e E sono i potenziali dei nodi k e h . Il pedice (0) sta ad indicare che il valore si riferisce ad una stima iniziale, in questo caso il valore nominale. Questo tipo di approccio permette di includere gli elementi shunt all'interno del sistema di matrici alle ammettenze, permettendo di modificare a piacere la dipendenza di tale elemento dalla tensione in base al modello scelto. Alla i -esima iterazione la potenza apparente dell'elemento sarà:

$$S_{kh(i)}^* = Y_{kh} \cdot |U_{kh(i)}|^2 - U_{(kh(i))} \cdot \Delta I_{(kh(i))} \quad (3.24)$$

La potenza così definita ci permette di contraddistinguere il termine costante Y_{kh} dal contributo dato dalla corrente di correzione come visto in Figura 3.8. Questo permette di introdurre una specifica dipendenza rispetto alla tensione senza variare il valore di ammettenza che andrà inserito nella matrice alle ammettenze del sistema.

Preso in considerazione l'equazione (3.24) si può applicare il concetto di corrente di correzione per separare le differenti dipendenze dalla tensione come mostrato in (3.25).

$$\begin{aligned} S_{kh(i)}^* &= S_{kh(0)}^* \left[k_Z \left(\frac{|U_{kh(i)}|}{|U_{kh(0)}|} \right)^2 + k_I \left(\frac{|U_{kh(i)}|}{|U_{kh(0)}|} \right) + k_P \right] \\ &= S_{kh(i)_Z}^* + S_{kh(i)_I}^* + S_{kh(i)_P}^*, \quad k_Z + k_I + k_P = 1 \end{aligned} \quad (3.25)$$

La componente ΔI della parte a impedenza costante k_Z è imposta uguale a 0. Per la parte a corrente costante del modello, che descrive una dipendenza lineare, la corrente di correzione può essere ottenuta dalle equazioni seguenti:

$$S_{kh(i)_I}^* = k_I \left(\frac{|U_{kh(i)}|}{|U_{kh(0)}|} \right) Y_{kh} \cdot |U_{kh(0)}|^2 = k_I \left(Y_{kh} \cdot |U_{kh(i)}|^2 - U_{kh(i)} \Delta I_{kh(i)_I\%} \right) \quad (3.26)$$

con

$$\Delta I_{kh(i)_I\%} = k_I \frac{Y_{kh}}{U_{kh(i)}} \left(|U_{kh(i)}|^2 - |U_{kh(i)}| \cdot |U_{kh(0)}| \right) \quad (3.27)$$

Anche la parte a potenza costante può essere espressa tramite le seguenti equazioni.

$$S_{kh(i)_P}^* = k_P Y_{kh} \cdot |U_{kh(0)}|^2 = k_P \left(Y_{kh} \cdot |U_{kh(i)}|^2 - U_{kh(i)} \Delta I_{kh(i)_P\%} \right) \quad (3.28)$$

con

$$\Delta I_{kh(i)_P\%} = k_P \frac{Y_{kh}}{U_{kh(i)}} \left(|U_{kh(i)}|^2 - |U_{kh(0)}|^2 \right) \quad (3.29)$$

Infine l'equazione (3.30), descrive la composizione del modello ZIP con un' enfasi sul fatto che le parti con differente dipendenza dalla tensione hanno differenti correnti di correzione.

$$S_{kh(i)}^* = Y_{kh} \cdot |U_{kh(i)}|^2 - (\Delta I_{kh(i)I\%} + \Delta I_{kh(i)P\%}) \cdot U_{kh(i)} \quad (3.30)$$

La matrice alle ammettenze degli elementi shunt risulta composta di termini costanti quindi il suo calcolo potrà essere effettuato una sola volta nell' algoritmo alleggerendo notevolmente il carico computazionale. Se questo modello non fosse implementato, al variare dei profili di carico e della tensione, l' ammettenza Y_{kh} cambierebbe modulo costringendo a ricalcolare ad ogni iterazione la matrice complessiva Y e eliminando tutti i vantaggi dell' algoritmo.

3.4 Metodologia di soluzione del Power Flow

Una volta calcolata la matrice alle ammettenze globale, si può procedere alla soluzione vera e propria del problema del power flow, quindi al calcolo di tensioni dei nodi, correnti nei rami e perdite [3]. La formula base per ottenere le tensioni desiderate è la (3.31):

$$I = Y \cdot E \quad (3.31)$$

Dove E è il vettore delle tensioni dei nodi mentre Y è la matrice alle ammettenze della rete. La matrice Y viene ottenuta sommando alla matrice della rete passiva, le matrici degli elementi shunt ottenendo una matrice quadrata di ordine $m \cdot n$.

$$Y = Y_{network} + Y_T + Y_{ground} + Y_{loads} - Y_{gen} = Y_{net,pass} + Y_{loads} - Y_{gen} \quad (3.32)$$

Da sottolineare come nell' equazione (3.32) la matrice dei carichi venga sommata mentre la matrice dei generatori venga sottratta, come in accordo con la convenzione degli utilizzatori.

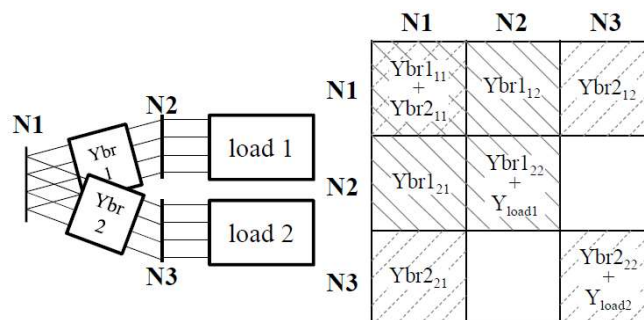


Figura 3.9 Composizione della matrice Y per un sistema a 3 conduttori

Un esempio di composizione della matrice alle ammettenze è mostrato in Figura 3.9. Il vettore E invece è ottenuto tramite un processo iterativo quindi deve essere inizializzata. Per fare ciò si assegna un modulo uguale a quello scelto nel nodo di saldo (E_{rif}) ed una fase tale da avere una terna alla sequenza diretta.

$$E_a = E_{rif} \cdot \begin{bmatrix} 1 \\ \alpha^2 \\ \alpha \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

L'operatore complesso α ha ampiezza pari all'unità e argomento pari a 120° (3.34).

$$\alpha = e^{j\frac{2\pi}{3}} \quad (3.35)$$

Per poter risolvere l'equazione (3.25), è necessario andare ad evidenziare i termini dell'equazione facenti parte dello slack bus e isolare gli effetti della tensione imposta E_a dagli altri elementi shunt:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{an} \\ Y_{na} & Y_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} E_a \\ E_n \end{bmatrix} \quad (3.36)$$

Da questa forma matriciale si possono ricavare le equazioni (3.32) e (3.33):

$$I_a = Y_{aa}E_a + Y_{an}E_n \quad (3.37)$$

$$I_n = Y_{na}E_a + Y_{nn}E_n \quad (3.38)$$

Dato che la matrice Y include sia gli elementi shunt che le messe a terra, i valori che compongono I_n possono essere definiti correnti di correzione. Queste correnti adattano l'iniezione e l'assorbimento di potenza degli elementi shunt in base alla loro dipendenza dalla tensione come discusso alla sotto sezione 3.3.5. Risolvendo l'equazione (3.39) rispetto a E_n all' i -esima iterazione si ottiene:

$$E_{n(i)} = -Y_{nn}^{-1} \cdot (I_n - Y_{an}E_a) \quad (3.39)$$

Il ciclo iterativo finisce una volta che si raggiunge il numero massimo di iterazioni o non si rispetta una delle due condizioni:

$$\left| E_{(i+1)} \right| - \left| E_{(i)} \right| = \left| \Delta E \right| > \varepsilon_m \quad (3.40)$$

$$\angle E_{(i+1)} - \angle E_{(i)} = \angle E > \varepsilon_A \quad (3.41)$$

dove i coefficienti ε sono i limiti sul valore assoluto e sulla fase.

Nel proseguo di questa tesi verrà implementato il metodo CCI per l'analisi del flusso di potenza nella rete di distribuzione MT e BT sfruttandone le caratteristiche di velocità, elasticità e soprattutto la capacità di avere un monitoraggio sulle tre fasi.

4 Caso studio

Per studiare l'impatto della GD sulla rete di distribuzione sia di bassa che di media tensione, è necessario uno strumento che non solo permetta di fare il calcolo dei flussi di potenza ma che permetta anche di implementare strategie di regolazione con gli strumenti visti alla sezione 2.3. Attualmente, la maggior parte dei programmi commerciali utilizzano il modello semplificato monofase equivalente, che non consente di tener conto del possibile squilibrio iniettato dalle reti di bassa tensione nella rete MT tramite il trasformatore di cabina secondaria. L'algoritmo sviluppato in questo lavoro di tesi, permette di applicare le strategie di regolazione e valutare lo stato della rete con un modello multiconduttore, comprendendo quindi sia media che bassa tensione, tenendo quindi conto delle influenze reciproche delle reti con diversi livelli di tensione e le relative peculiarità.

Nella prima parte di questo capitolo verranno presentate le caratteristiche della rete test utilizzata per verificare le capacità dell'algoritmo e si studierà il suo stato nel caso non regolato. Nel proseguo invece si andranno ad analizzare alcune metodologie di regolazione come gli interventi del Distributore e la regolazione locale, e una regolazione coordinata che sfrutta l'invio di segnali da parte del Gestore della rete.

4.1 Rete test

4.1.1 Conduttori e topologia

In figura 4.1 e 4.2 è rappresentata schematicamente la rete test utilizzata. Dal punto di vista grafico le reti MT e BT sono state rappresentate con una singola linea per chiarezza espositiva, nonostante siano stati effettuati calcoli in multiconduttore. La rete MT utilizzata si compone di due feeder principali che partono dal nodo comune 2. Tale nodo è il bus secondario di un trasformatore OLTC stella-stella di gruppo 0 con neutro sia al primario che al secondario messo a terra. I dati di tale trasformatore sono riportati in Appendice nella tabella A.4. Le linee della rete di media tensione si possono raggruppare in due feeder principali i quali presentano caratteristiche differenti dal punto di vista del carico e della generazione come si vedrà in seguito. Le reti BT sottostanti a quattro delle cabine

secondarie collegate a questa rete di media tensione sono rappresentate completamente, in corrispondenza dei nodi 15, 18, 27 e 32.

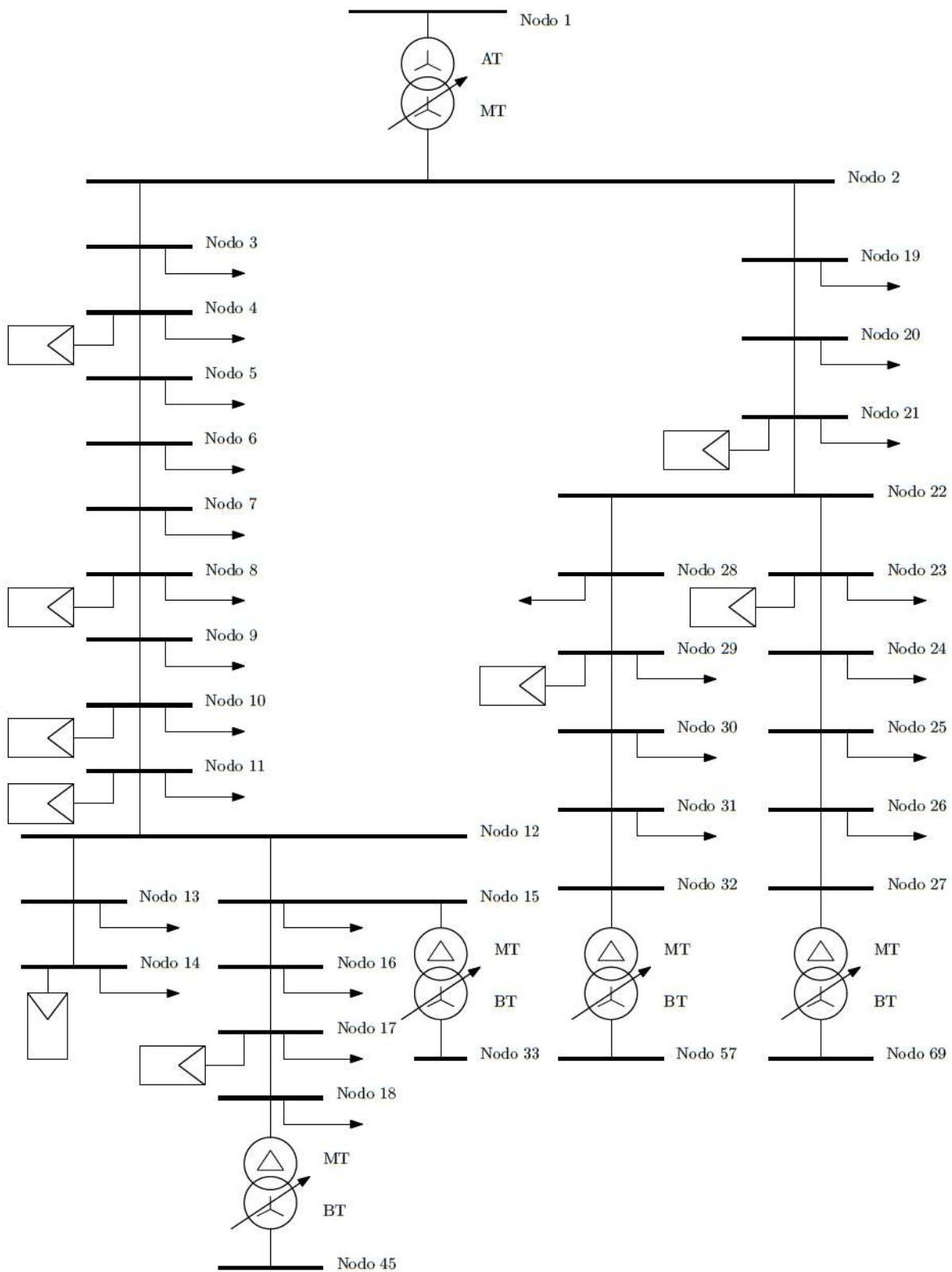


Figura 4.1 Rete test di distribuzione MT

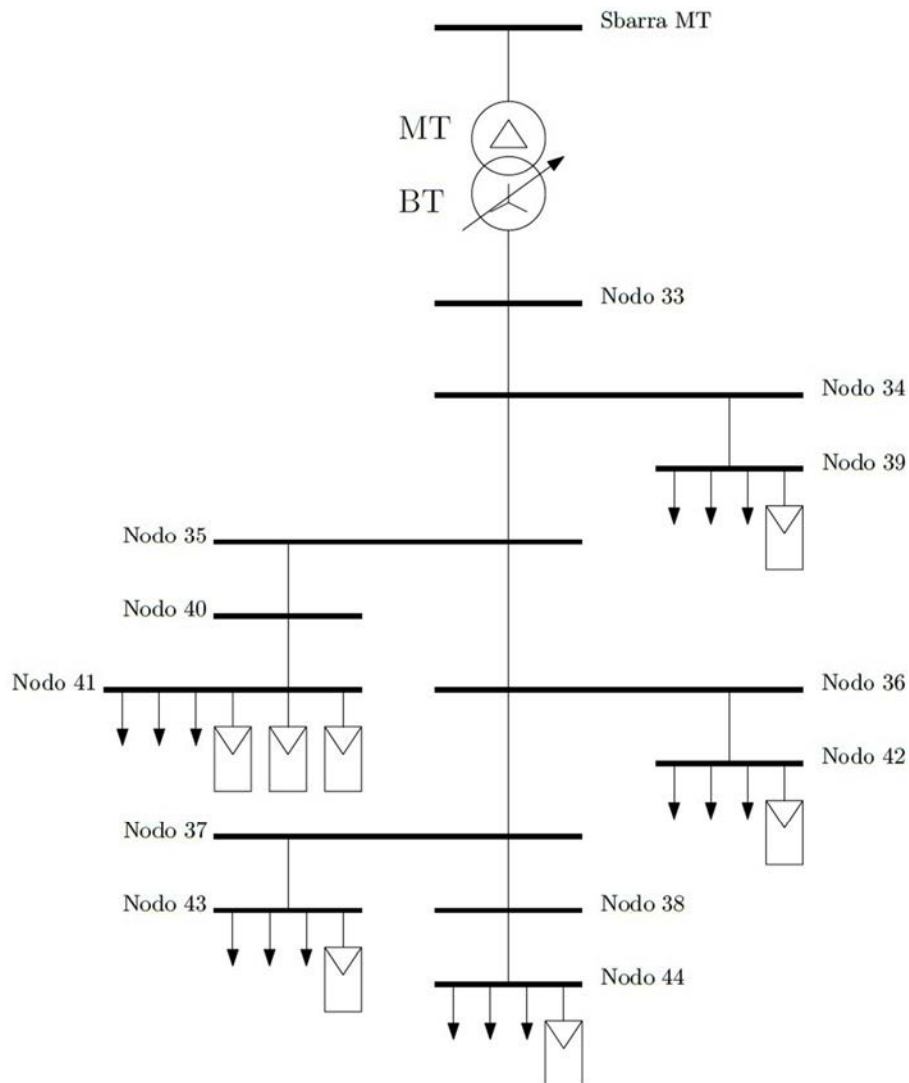


Figura 4.2 Rete test di distribuzione BT (Connessa al nodo 15)

Nelle cabine secondarie sono posti dei trasformatori uguali tra loro che hanno le caratteristiche riportate in tabella A.4. Questi sono trasformatori del tipo Dyn11, il cui avvolgimento a triangolo a primario impedisce alla sequenza omopolare della bassa tensione di propagarsi nella rete con tensione superiore. Per questo motivo quando si andrà a misurare il grado di squilibrio si terrà conto solo della componente inversa. Nelle tabelle A.1, A.2 e A.3 sono riassunti i dati dei conduttori, delle configurazioni e delle linee rispettivamente. Nella rete di media tensione sono utilizzate le configurazioni 7 e 8 che includono conduttori da 25 e 70 mm² di tipo aereo

4.1.2 Generatori

I generatori inseriti nella rete di distribuzione sono di tipo trifase o monofase. Nel caso della rete BT (Fig.4.2) per simulare gli squilibri tipici di questa rete i generatori possono essere connessi ad una sola fase oppure, essere connessi a tutte e tre le fasi ma con potenze diverse tra loro, come avviene nel nodo 41 in Figura 4.2. I generatori nella rete MT invece sono in ogni caso trifase, connessi a triangolo e con potenze equilibrate tra le tre fasi, per questo motivo in Figura 4.1 è stato utilizzato un solo simbolo per il generatore trifase. Nei dati inseriti, visualizzabili in Appendice A.6, i generatori trifase in MT sono stati rappresentati mediante tre generatori monofase di potenza eguale e connessi alle tre differenti fasi.

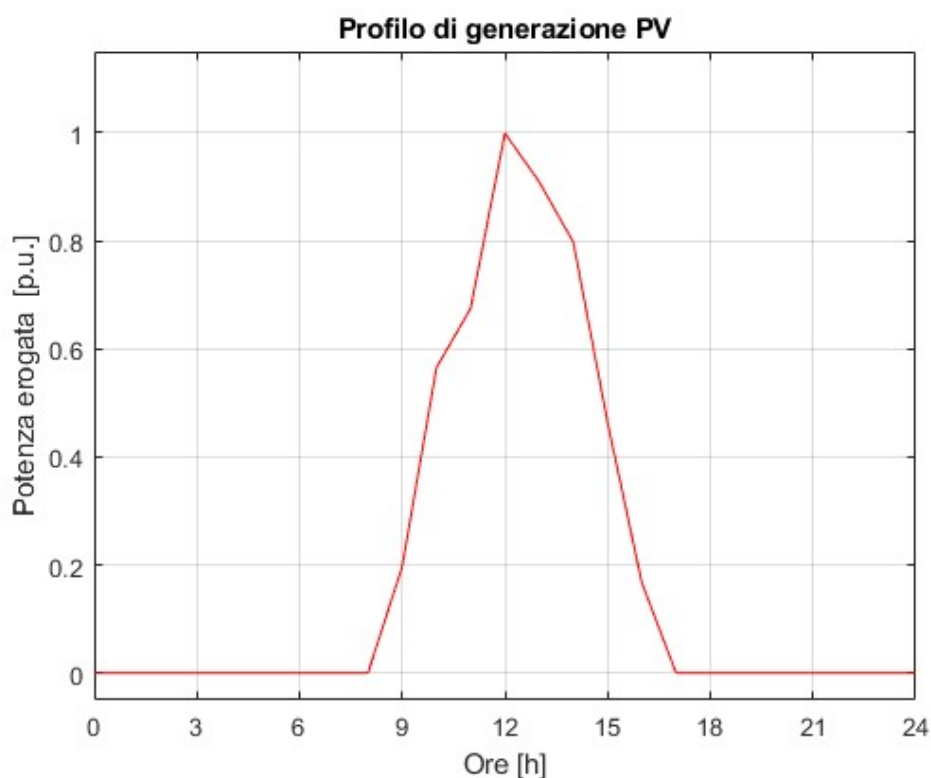


Figura 4.3 Curva di generazione di un impianto fotovoltaico

Tutti i generatori presenti sono di tipo fotovoltaico e la loro curva di produzione giornaliera è mostrata in Figura 4.3. Dalla curva si nota come il generatore eroghi potenza solo dalle ore 8.30 alle 16.30 con il picco massimo raggiunto alle ore 12.00, ora di massimo irraggiamento della giornata. La giornata in cui si sono simulati i flussi di potenza è il 27 giugno, periodo dell'anno di massima produzione, quindi la curva tipico/statistica giornaliera corrisponde alla curva effettiva della giornata.

I valori di potenza installata nella rete sono riportati in Tabella 9.

Tabella 9 Potenza di generazione installata

<i>Rete</i>	<i>Media Tensione</i>	<i>Bassa Tensione</i>
<i>Potenza attiva</i>	22 MW	0,524 MW
<i>Potenza reattiva</i>	0 MW	0 MW
<i>Taglia</i>	24,44 MW	0,582 MW

In questo caso la potenza reattiva prodotta è sempre uguale a zero poiché secondo norma la condizione base di funzionamento degli inverter prevede la iniezione di potenza attiva a $\cos\varphi = 1$. Da sottolineare invece come i generatori di media tensione non siano distribuiti equamente tra i nodi dei due feeder in cui è divisa la rete (Tabella 10). Questa disomogeneità causerà sbilanciamenti sui profili di tensione che verranno analizzati nel seguito.

Tabella 10 Potenza installata nei due feeder MT

<i>Feeder</i>	<i>Feeder 1</i>	<i>Feeder 2</i>
<i>Potenza attiva</i>	18 MW	4 MW
<i>Potenza Reattiva</i>	0 MW	0 MW
<i>Taglia</i>	20 MW	4,44 MW

4.1.3 Carichi

I carichi connessi alla rete di distribuzione possono essere osservati in Fig. 4.1 e 4.2. Nella rete MT i carichi sono trifase e connessi a triangolo come avveniva per i generatori (Appendice A.5). Allo stesso modo in BT i carichi monofase presentano potenze diverse in fasi diverse causando squilibri di tensione dati dalle diverse cadute di tensione sui conduttori. I carichi connessi sono di tre diversi tipi a seconda della loro natura. Questi

possono essere residenziali, industriali e commerciali. Ogni tipologia presenta una diversa curva di carico giornaliera (Fig. 4.4), settimanale e mensile differente.

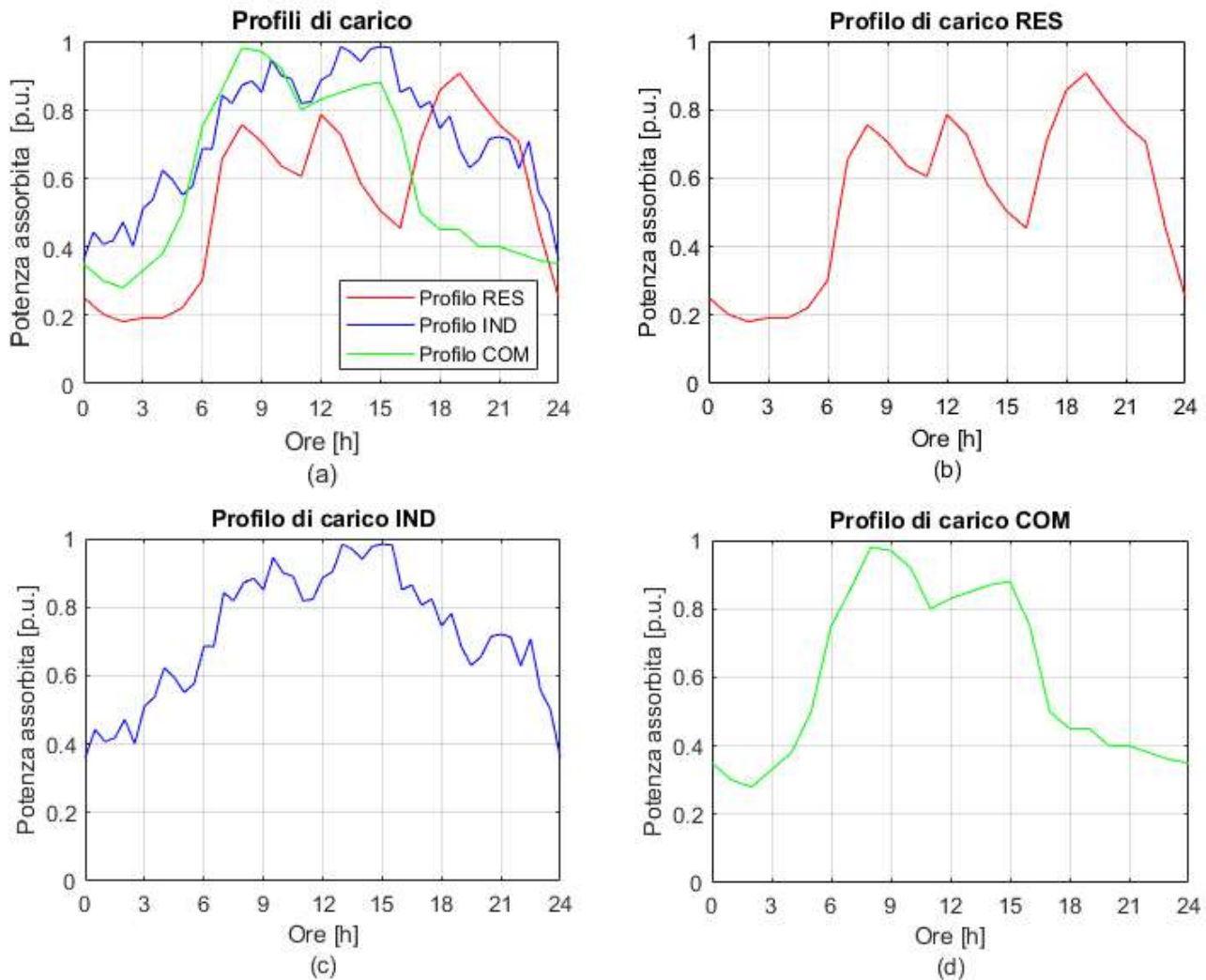


Figura 4.4 Profili di carico a) totale b) residenziale c) industriale d) commerciale

Dai profili si deduce come il massimo della richiesta per i carichi di tipo residenziale sia la sera alle 19, per i carichi industriali sia a metà giornata verso le 14.00 e per i carichi commerciali la mattina alle 8.30. Appare chiaro come la generazione tramite fotovoltaico non sia in grado di soddisfare le richieste dei carichi durante la notte e nelle ore mattutine e serali, e anche nelle ore centrali della giornata produca solo in base all'irraggiamento senza tener conto dei carichi. Come è già stato accennato la giornata di calcolo considerata è il 27 giugno. Combinando i profili di carico giornalieri, settimanali e mensili, si ottengono i profili effettivi che verranno utilizzati nella simulazione (Fig. 4.5).

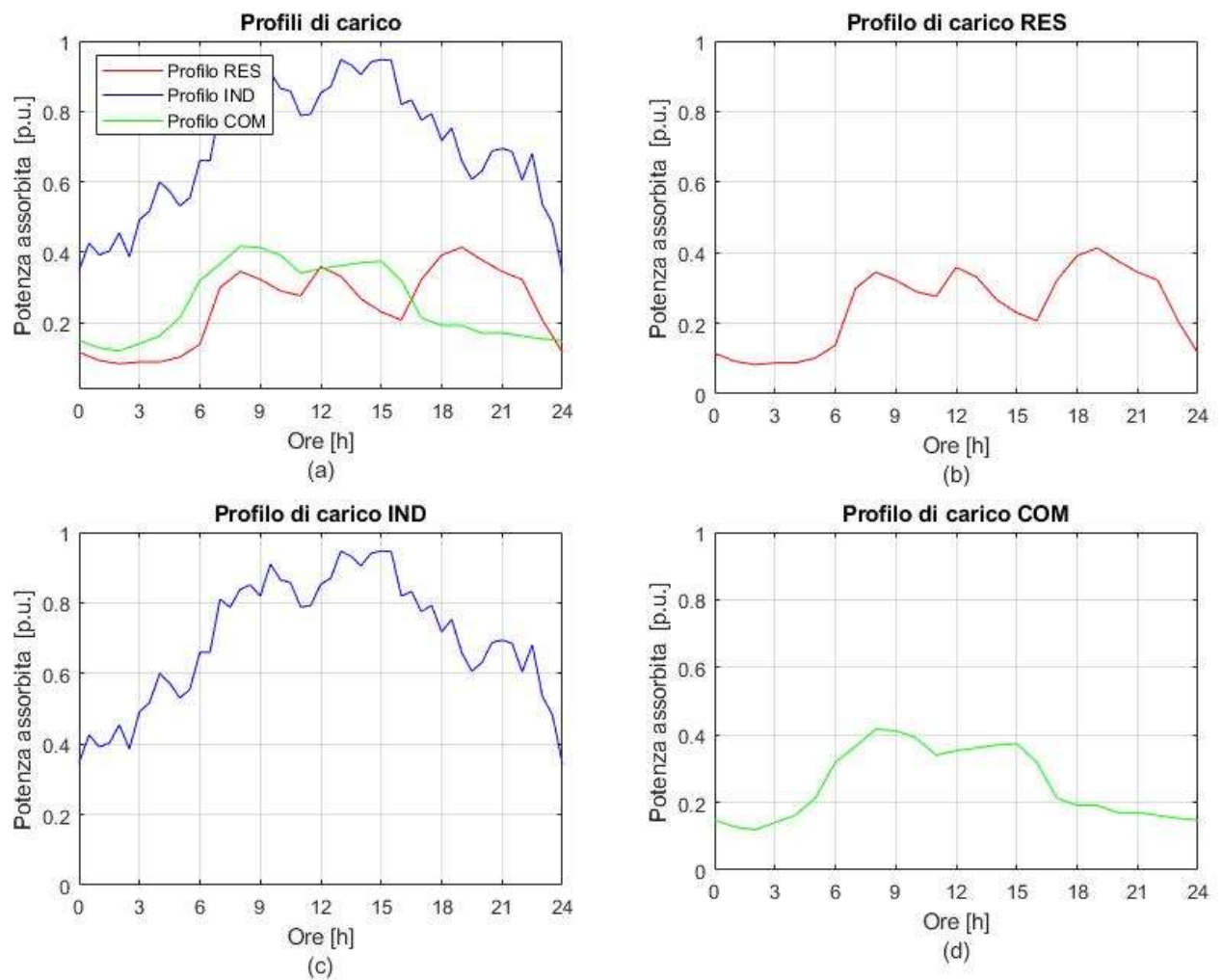


Figura 4.5 Profili di carico al 27 giugno

Le potenze installate sui due livelli di tensione sono riportate in Tabella 11.

Tabella 11 Potenza di carico installate

<i>Rete</i>	<i>Media tensione</i>	<i>Bassa tensione</i>
<i>Potenza attiva</i>	13,692 MW	5,265 MW
<i>Potenza reattiva</i>	5,265 MVar	0,373 MVar

Come per i generatori, anche i carichi sono distribuiti in modo disomogeneo tra i due feeder (Tabella 12), comportando in seguito problematiche di forti deviazioni della tensione.

Tabella 12 Potenza di carico installata nei feeder MT

Feeder	Feeder 1	Feeder 2
Potenza attiva	5,813 MW	7,879 MW
Potenza reattiva	1,909 MVA _r	3,356 MVA _r

Oltre che dalle loro finalità, i carichi sono contraddistinti da diversi valori dei coefficienti del modello ZIP. Al fine di tenere in considerazione l'effetto della variazione della tensione sull'assorbimento di potenza, tramite il modello ZIP si definiscono la potenza attiva e reattiva come:

$$P = P_n \left[k_{Z,p} \left(\frac{V_i^2}{V_n^2} \right) + k_{I,p} \left(\frac{V_i}{V_n} \right) + k_{P,p} \right] \quad (4.1)$$

$$Q = Q_n \left[k_{Z,q} \left(\frac{V_i^2}{V_n^2} \right) + k_{I,q} \left(\frac{V_i}{V_n} \right) + k_{P,q} \right] \quad (4.2)$$

Dove P e Q sono la potenza attiva e reattiva assorbite alla tensione V_i , P_n e Q_n sono invece la potenza attiva e reattiva assorbite alla tensione nominale V_n . I termini k_z , k_I e k_p rappresentano i coefficienti per un carico a impedenza, corrente e potenza costante. In Tabella 13 sono riportati i coefficienti utilizzati nella simulazione e ricavati da [29] opportunamente arrotondati per rispettare la condizione $k_z + k_I + k_p = 1$.

Tabella 13 Coefficienti modello ZIP

Carico	$k_{Z,p}$	$k_{I,p}$	$k_{P,p}$	$k_{Z,q}$	$k_{I,q}$	$k_{P,q}$
Residenziale	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
Industriale	1,21	-1,61	1,41	4,35	-7,08	3,72
Commerciale	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44

4.2 Scenario base GD

Nello scenario base si vanno ad analizzare i flussi di potenza nella rete di distribuzione in condizioni di generazione distribuita senza regolazione da parte del Distributore o degli Utenti. La simulazione prende in considerazione una giornata estiva, il 27 giugno, con un passo di simulazione Δt pari a 15 minuti.

Nelle seguenti sottosezioni si andranno a studiare il regime di tensione e corrente della rete e il potenziale di neutro come anche il grado di squilibrio introdotto da carichi e generatori monofase BT. Nella trattazione i nodi presi in considerazione saranno i nodi 2, 18, 45, 56, 27, 80. Il primo nodo corrisponde alla sbarra di media tensione della cabina primaria mentre il nodo 18 e 27 appartengono alla rete MT e sono rispettivamente il nodo con tensione maggiore e il nodo con tensione minore. Il nodo 45 e 56 sono il nodo iniziale e finale della rete BT connessa alla cabina secondaria la cui sbarra MT è il nodo 18, invece il nodo 80 è il nodo a fine feeder della rete BT la cui CS è connessa al nodo 27. In questo modo si può andare a studiare la situazione nei punti nevralgici della rete, cioè dove avviene la regolazione e i nodi su cui si basa tale regolazione fornendo un metro di paragone per gli scenari successivi in cui si implementerà la regolazione.

Il ciclo effettuato per ottenere i risultati del power flow è mostrato in Figura 4.6.

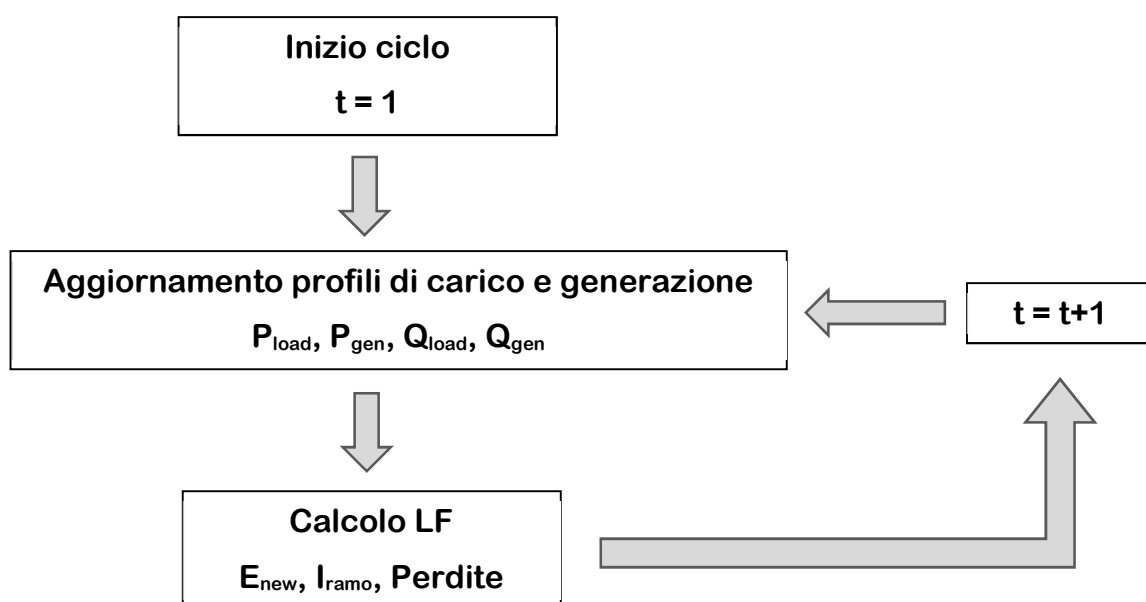


Figura 4.6 Ciclo per il calcolo dei power flow base

4.2.1 Analisi del regime delle tensioni

Una volta effettuata la simulazione si va ad analizzare il regime alle tensioni dei nodi. Come già accennato nella sezione 4.2.2 e visibile in figura 4.1, la distribuzione dei generatori e dei carichi non è omogenea tra i feeder della rete MT. Questo causa una sostanziale differenza tra i livelli di tensione dei due feeder che andranno a compromettere

l'efficacia della regolazione tradizionale. In Figura 4.7 è visibile la tensione fase-neutro ai due feeder alle ore 8.00.

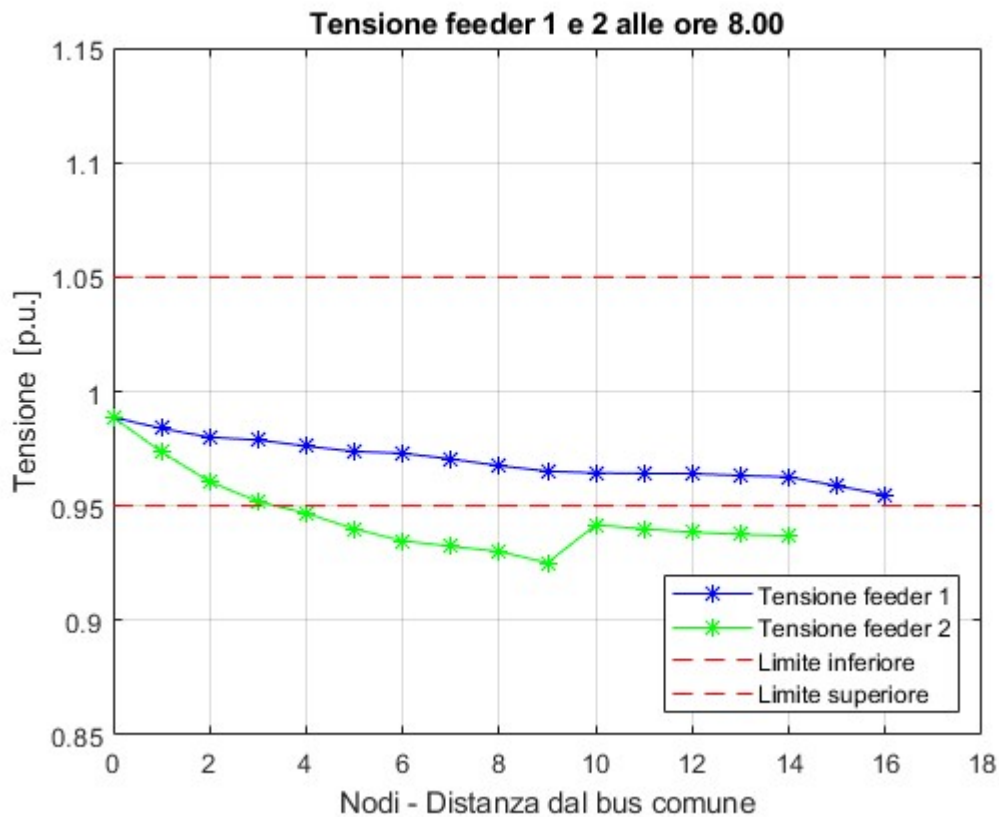


Figura 4.7 Tensione nei feeder alle ore 8.00 nello scenario base

In questo istante la generazione da fotovoltaico è uguale a zero quindi la tensione di tutti i nodi è sotto 1 p.u. essendo i feeder gravati dalla presenza dei soli carichi. Nonostante presenti gli stessi trend, dalla figura si evidenzia lo squilibrio di carico presente tra i due feeder già presentato in Figura 4.1 e in Tabella 12. Il feeder 1, dal nodo 3 al nodo 18, presenta carico 25% inferiore rispetto al feeder 2, dal nodo 19 al nodo 32. Questo si ripercuote sulla tensione la quale nel secondo feeder sfiora i limiti di qualità imposti al 5 %, con un minimo nel nodo 27 di $0,925 V_n$, mentre nel primo feeder rimane all'interno della fascia richiesta, con un minimo nel nodo 18 di $0,955 V_n$.

Il caso diametralmente opposto è quello alle 12.00 quando si raggiunge il picco di generazione (Figura 4.8).

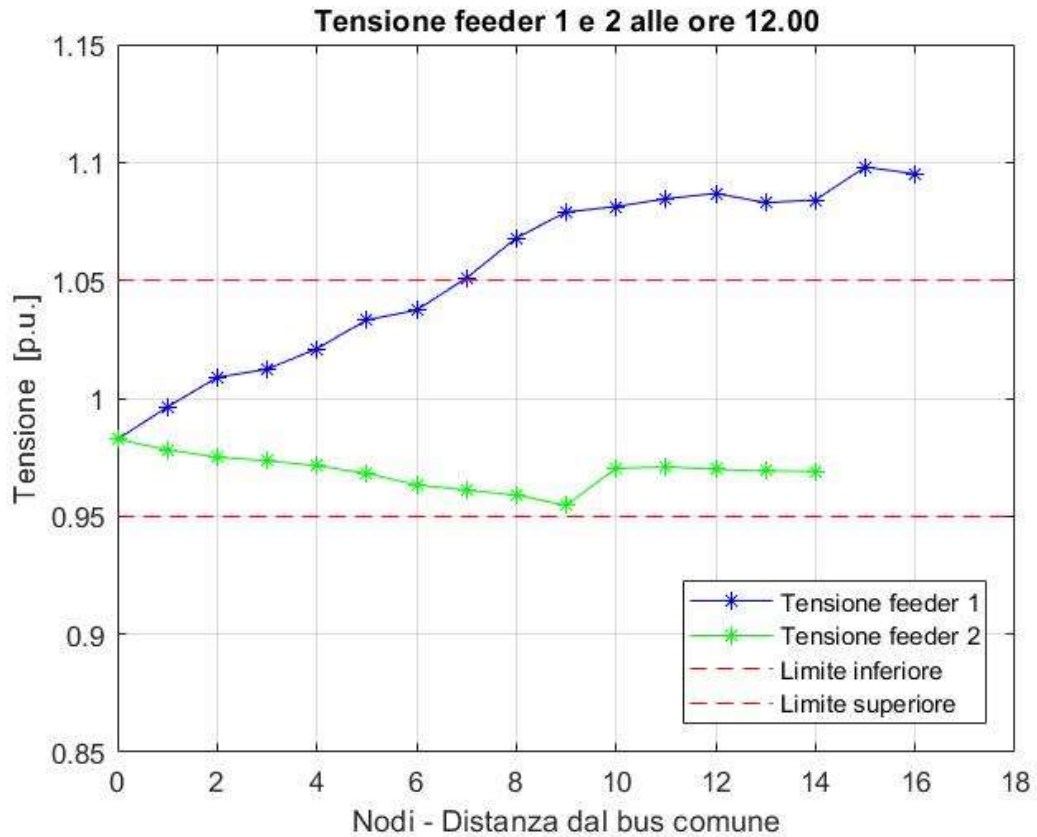
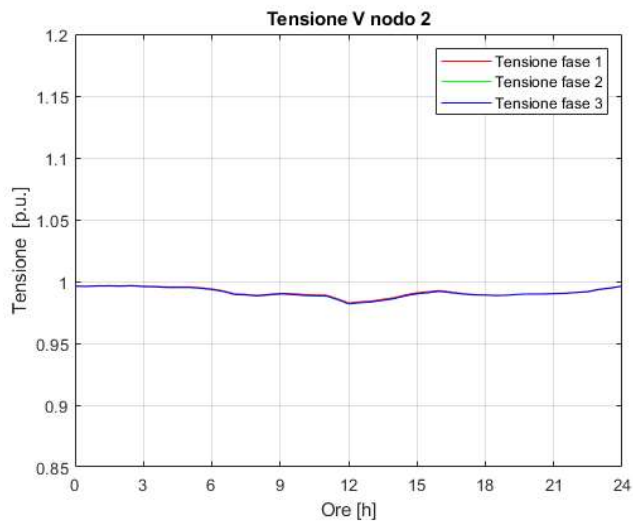


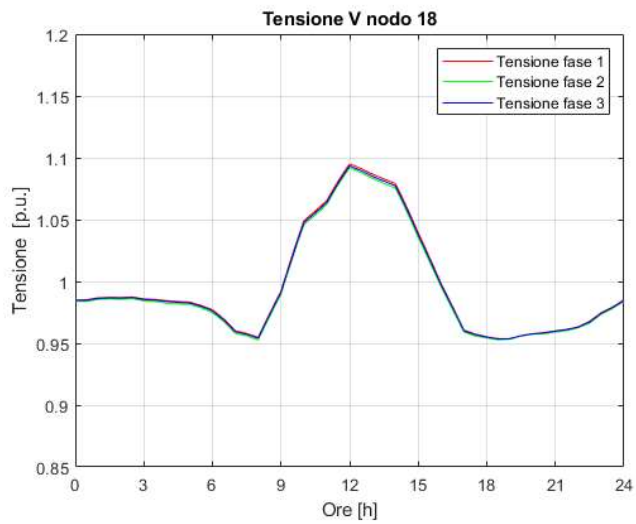
Figura 4.8 Tensione dei feeder alle ore 12.00 nello scenario base

In questo istante risulta evidente la disparità di generazione tra il feeder 1 e il feeder 2. Nel primo feeder l'elevata generazione, 18 MW (Tab. 10), innalza la tensione dei nodi fino ad un massimo nel nodo 17 di 1,098 V_n , lambendo i limiti imposti dalla norma $90\% V_n \leq V_n \leq 110\% V_n$. La tensione nel secondo feeder invece si mantiene all'interno dei limiti di qualità imposti, con un minimo di 0,955 V_n nel nodo 27. Stanti le attuali tecniche di regolazione, l'intervento del variatore in cabina primaria, nel tentativo di abbassare la tensione nei nodi del feeder 1, rischierebbe di abbassare la tensione nel feeder 2 oltre il limite. Da questo semplice esempio, si deduce la necessità di considerare strategie di regolazione coordinate che includano interventi da parte degli utenti, in luogo dell'approccio tradizionale.

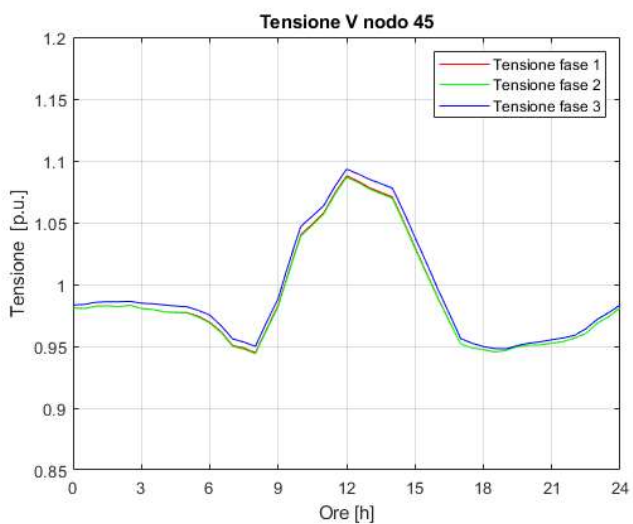
Per studiare l'andamento della tensione nella giornata, si prendono in considerazione 6 nodi significativi e si studiano i loro profili di tensione fase-neutro in per unità (p.u.). Come primo nodo caratteristico si analizza la sbarra a secondario del trasformatore di cabina primaria AT/MT, il nodo 2 (Fig. 4.9).



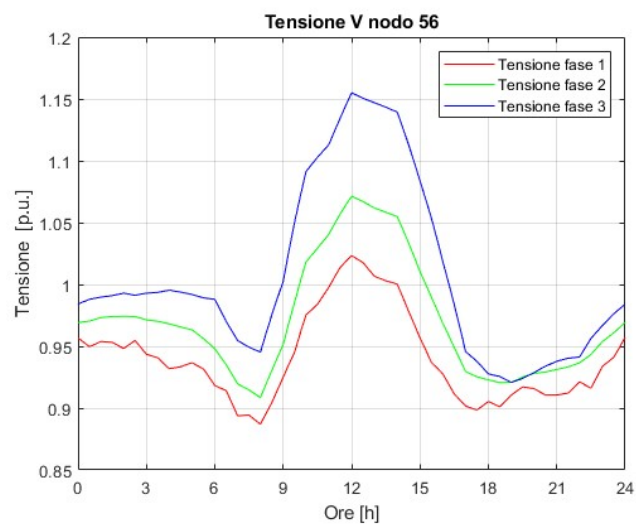
(a)



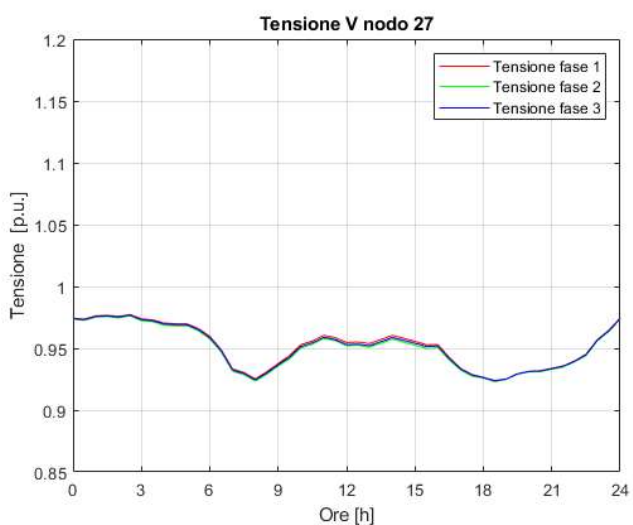
(b)



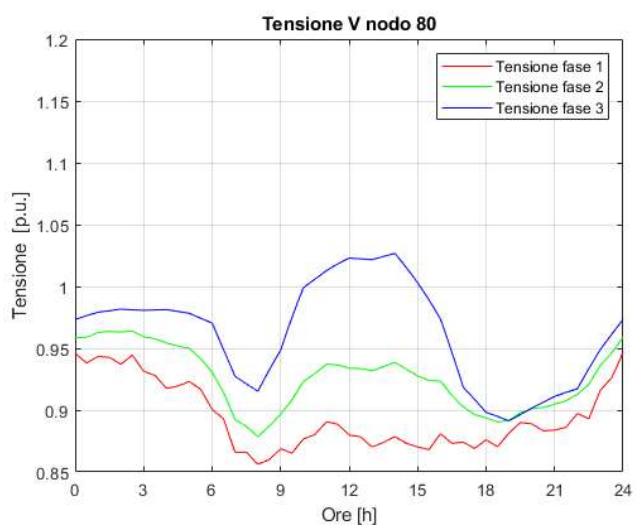
(c)



(d)



(e)



(f)

Figura 4.9 Andamento temporale delle tensioni ai nodi 2, 18, 45, 56, 27, 80 nello scenario base

Tabella 14 Valore massimo delle tensioni fase neutro e ora in cui si verifica nello scenario base

Nodo	Fase 1		Fase 2		Fase 3	
	max	ora	max	ora	max	ora
2	0,9967	2.30	0,9964	2.30	0,9965	2.30
18	1,0951	12.00	1,0919	12.00	1,0934	12.00
45	1,0877	12.00	1,0866	12.00	1,0932	12.00
56	1,0233	12.00	1,0713	12.00	1,155	12.00
27	0,9773	2.30	0,9762	2.30	0,9768	2.30
80	0,9469	24.00	0,9640	2.30	1,0268	14.00

Tabella 15 Valore minimo delle tensioni fase neutro e ora in cui si verifica nello scenario base

Nodo	Fase 1		Fase 2		Fase 3	
	min	ora	min	ora	min	ora
2	0,9826	12.00	0,9820	12.00	0,9818	12.00
18	0,9537	18.30	0,9527	18.30	0,9535	18.30
45	0,9448	8.00	0,9439	8.00	0,9479	19.00
56	0,8869	8.00	0,9085	8.00	0,9208	19.00
27	0,9239	18.30	0,9231	18.30	0,9237	18.30
80	0,8562	8.00	0,8785	8.00	0,8913	19.00

Il nodo 2, Figura 4.9a, presenta una tensione fase neutro abbastanza stabile e poco influenzata dal picco di generazione con un bassissimo coefficiente di squilibrio. Tali caratteristiche erano prevedibili, essendo il nodo alla sbarra secondaria del trafo ed essendo in MT. Lo squilibrio introdotto dalla BT è molto basso, poiché le CS sono molto lontane, mentre la tensione viene ancorata dal nodo 1, a monte del trasformatore AT/MT, che è il nodo di saldo, quindi presenta tensione sempre uguale a 1 p.u. e fase uguale a zero.

Per lo studio del feeder 1 si fa riferimento ai nodi 18, 45 e 56. Il nodo 18 (Fig. 4.9b) si trova a fine linea in MT quindi presenta basso squilibrio tuttavia risente fortemente della generazione concentrata in questo feeder, infatti la sua tensione arriva ad un massimo di 1,0951 p.u. nel momento della giornata di massima generazione. Essendo il nodo 45 immediatamente a valle del trafo collegato al nodo 18, questo presenta una tensione molto simile (Fig. 4.9c) che ha il picco a metà giornata, tuttavia mostra un livello di squilibrio più

elevato essendo in BT. Infine, l'ultimo nodo a far riferimento al primo feeder è il nodo 56 (Fig. 4.9d). Questo nodo si trova alla fine della linea BT connessa al trafo del nodo 18. Il suo profilo di tensione segue l'andamento del nodo 18 tuttavia presenta uno forte squilibrio tra le tensioni, con la tensione della fase 3 che oltrepassa i limiti dati dalla norma arrivano ad un valore di 1,155 p.u..

Il secondo feeder invece è caratterizzato da una piccola presenza di generazione e una prevalenza di carichi. Tale conformazione è rispecchiata dalle tensioni le quali, per tutto l'arco della giornata sono inferiori al 98% della tensione nominale, nonostante nella parte centrale della giornata la poca generazione riesca a sostenere la tensione (Fig. 4.9e). Infine il nodo 80 è l'ultimo nodo della rete BT connessa al trafo MT/BT del nodo 27. La sua tensione presenta forti componenti di squilibrio essendo i carichi squilibrati, inoltre il fatto di essere connesso al nodo 27 causa una tensione estremamente bassa che arriva addirittura ad un valore di 0,8562 p.u. alle 8.00 (Fig. 4.9f).

4.2.2 Analisi del potenziale di neutro e del VUF

In una rete simmetrica ed equilibrata, la corrente che attraversa il conduttore di neutro è pari a zero. Dal punto di vista analitico tale asserzione è confermata dalla prima legge di Kirchhoff sulle correnti entranti in un generico nodo k :

$$i_{n,k}(t) = i_{1,k}(t) + i_{2,k}(t) + i_{3,k}(t) = 0 \quad (4.3)$$

dove 1, 2 e 3 sono le correnti di fase, mentre il pedice n identifica il neutro. Dato che la corrente sul neutro è uguale a zero, anche il potenziale di neutro si mantiene a zero quindi le tensioni di fase risultano uguali e sfasate tra loro di $2\pi/3$. Nella rete di media tensione, l'assenza del conduttore di neutro forza questa situazione, anche a causa del sostanziale equilibrio delle potenze di carichi e i generatori, generalmente trifase. In bassa tensione invece, i carichi e i generatori sono di tipo monofase quindi si presentano delle situazioni di squilibrio delle tensioni e delle correnti. Nella rete test utilizzata in questo lavoro di tesi, è particolarmente visibile questo diverso comportamento tra media e bassa tensione (Fig. 4.10).

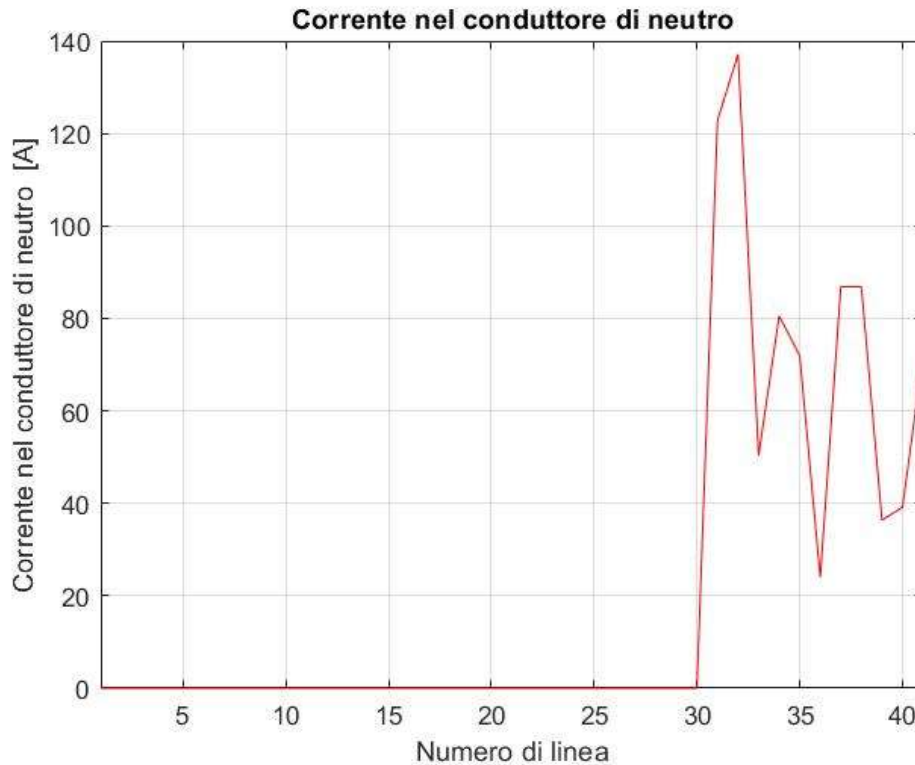


Figura 4.10 Corrente del conduttore di neutro della rete MT e di una rete BT alle ore 12.00 nello scenario base

In figura è riportata la corrente di neutro sulle linee fino al nodo 44 alle 12.00, cioè l'ora di massima produzione dei generatori PV con massimo stress per la rete. Le prime 30 linee fanno parte della rete di media tensione, mentre le seguenti 11 fanno parte della rete di bassa tensione, con valori di corrente che raggiungono quasi i 140 A. Per quantificare tale squilibrio delle tensioni e delle correnti, si vanno a studiare il potenziale di neutro e il fattore di sbilanciamento delle tensioni definito come VUF:

$$VUF\% = \frac{V_-}{V_+} \cdot 100 \quad (4.4)$$

dove V_- è la componente inversa della tensione e V_+ è la componente diretta. Un'ulteriore analisi si potrebbe fare analizzando anche il rapporto tra la componente omopolare e diretta della tensione ($VUF_0\%$), tuttavia, avendo i trasformatori di cabina secondaria una connessione triangolo-stella, questi impediscono la propagazione della componente omopolare in media tensione quindi rendendo questa analisi limitata alla rete BT. Il potenziale di neutro della rete di distribuzione di media e bassa tensione, fino al nodo 44, è mostrato in Figura 4.11. A tal proposito, si fa notare che

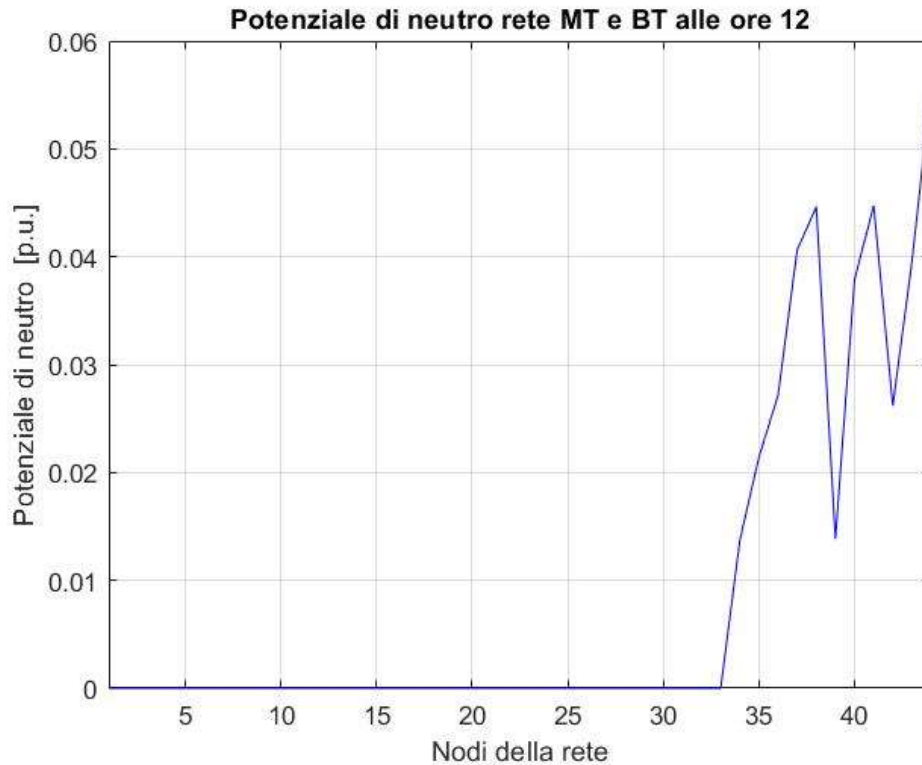


Figura 4.11 Potenziale di neutro alle ore 12 della rete di distribuzione (fino al nodo 44) nello scenario base

Ancora una volta si vede come la rete di MT non sia interessata da fenomeni di squilibrio delle tensioni, dato che il potenziale del centro stella rimane sostanzialmente a valore nullo, mentre il potenziale di neutro in bassa tensione aumenta tanto più ci si allontana dalla sbarra secondaria del trasformatore BT. Ci si aspetta che il VUF abbia un andamento simile al potenziale di neutro e che quindi presenti valori maggiori per i nodi a fine rete.

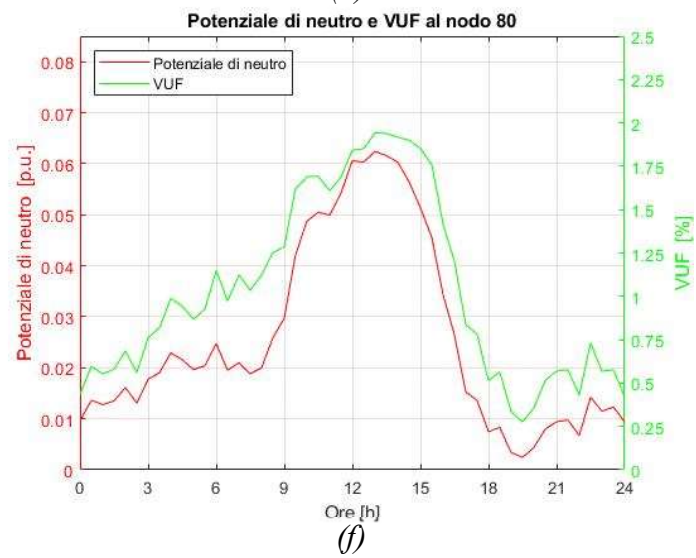
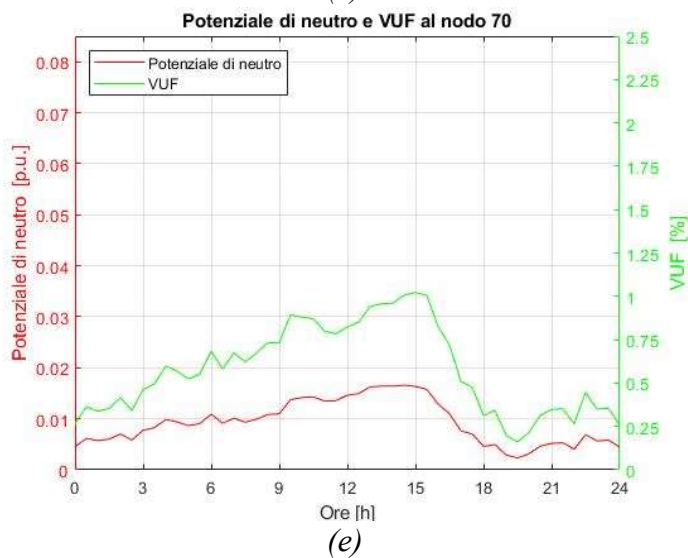
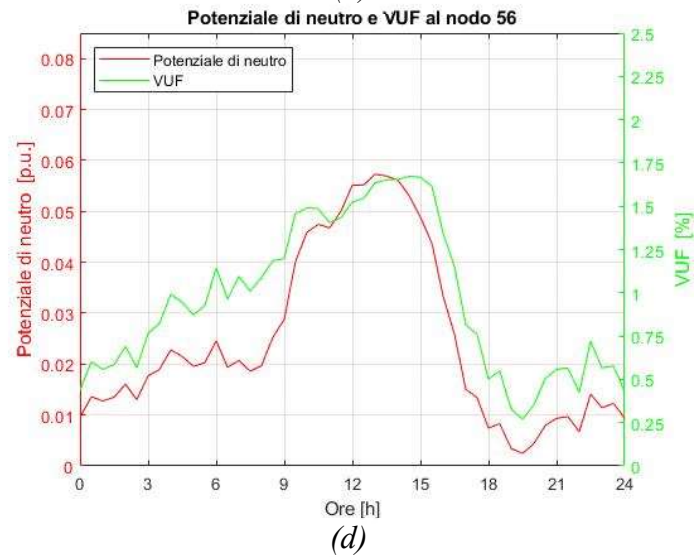
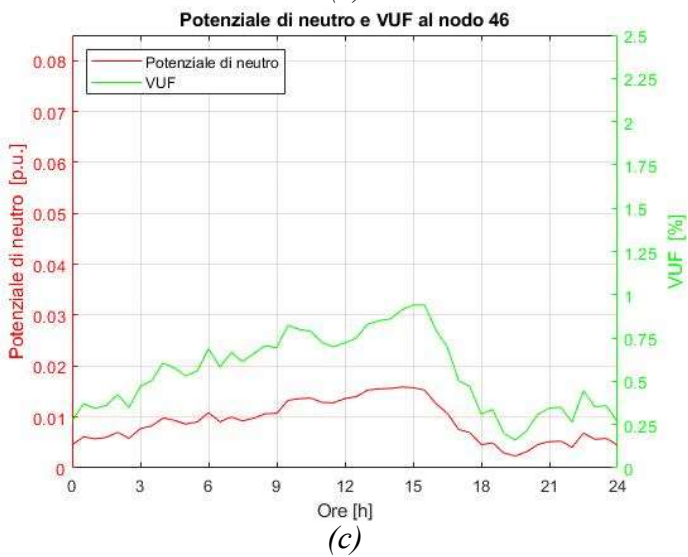
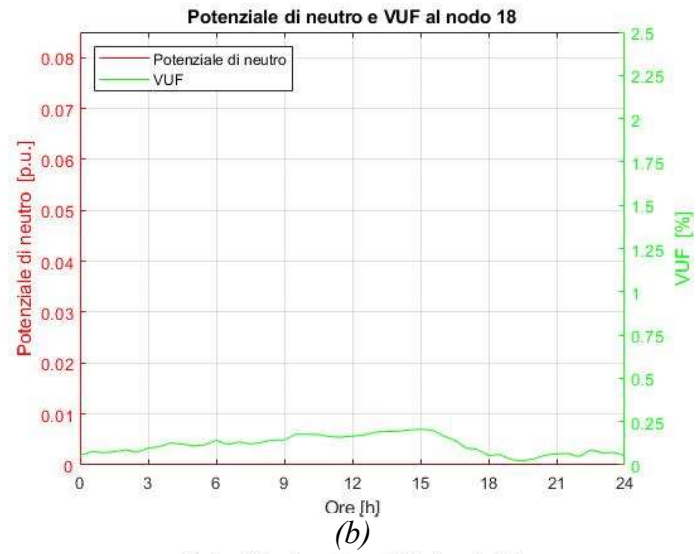
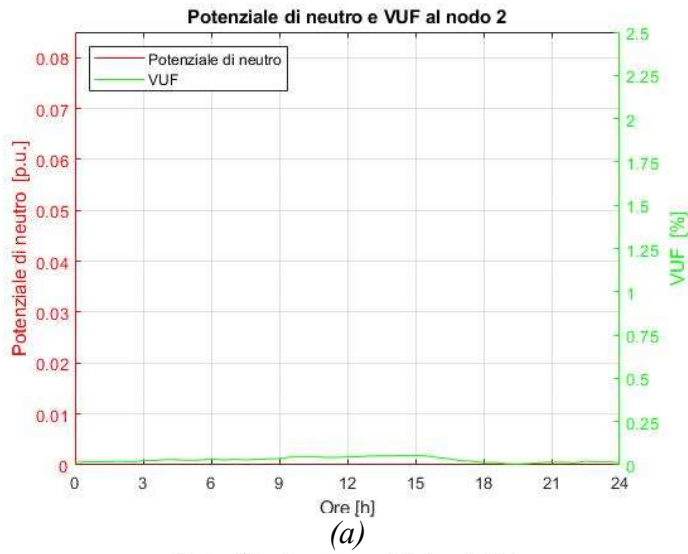


Figura 4.12 VUF e potenziale di neutro dei nodi 2,18,46,56,70 e 80 nello scenario base

In Figura 4.12 sono mostrati i VUF e i potenziali di neutro per vari nodi nell'arco della giornata. Come ci si aspettava, il potenziale di neutro è molto vicino a zero per i nodi di media tensione (nodo 2 e 18), inoltre, si vede come lo squilibrio non si propaga grandemente nella rete a tensione maggiore. Questo avviene poiché la potenza di generazione per ipotesi installata direttamente in media tensione è di 22 MW contro una generazione in BT di soli 0,582 MW. Anche i carichi sono molto maggiori in media rispetto alla bassa tensione, 13 MW contro circa 5 MW. Questa prevalenza di potenza in media tensione, tende ad equilibrare le tensioni, poiché come già accennato non sono presenti carichi monofase nel livello del 20 kV. Invece nelle reti di bassa tensione sono presenti degli squilibri che si ripercuotono sul VUF e sul potenziale di neutro. In Figura 4.13 sono mostrate le reti BT connesse ai nodi 18 e 27, quindi i nodi che presentano rispettivamente tensione maggiore e minore nell'arco della giornata. Per ogni rete sono mostrati il secondo e l'ultimo nodo. Il primo nodo, che corrisponde alla sbarra di secondario del trafo di CS, non è mostrato poiché qui il neutro è connesso a terra con bassa impedenza, quindi il suo potenziale di neutro è vincolato a zero. Scegliendo questi due nodi invece, si notano bene le caratteristiche dello squilibrio tra sequenza diretta e sequenza inversa. A fine rete lo squilibrio è elevato e tocca quasi il 2 % mentre in prossimità del trasformatore, tale squilibrio cala fino a dimezzarsi, dato che lo squilibrio di potenza ha meno influenza in prossimità del trasformatore. Inoltre, si nota come VUF e potenziale di neutro abbiano un andamento simile a meno di un fattore di scala, questo poiché i due fattori altro non sono che due manifestazioni dello stesso fenomeno.

Per un successivo confronto, sono forniti in Tabella 16, i valori massimi, minimo e medi del VUF per i nodi analizzati.

Tabella 16 Valori di VUF nello scenario base

VUF [%]			
NODI	max	min	media
2	0,0541	0,0054	0,0295
18	0,2055	0,0229	0,1159
46	0,9416	0,1601	0,5544
56	1,6737	0,2704	0,9669
70	1,0227	0,1595	0,5794
80	1,9438	0,2756	1,0396

4.2.3 Analisi delle potenze e delle correnti

Come ultimo step si effettua l'analisi delle potenze e delle correnti presenti nella rete di distribuzione. Come già spiegato nella sottosezione 2.2.1 uno dei problemi della generazione distribuita è il monitoraggio della possibile inversione del flusso di potenza. Nelle classiche reti di distribuzione passive, la potenza è sempre dispacciata in modo verticale dal sistema a tensione più alta verso la BT, con una platea di “consumer” alimentati da un “producer”.

Nelle reti di distribuzione attive si è introdotta invece la figura del “prosumer”, cioè l'Utente che oltre ad assorbire una potenza, in alcuni momenti della giornata si comporta da vero e proprio produttore, invertendo quindi il suo flusso di potenza da entrante a uscente. Nel caso della rete test, il saldo di potenza al trasformatore di cabina primaria nelle ore notturne risulta positivo, con la rete esterna che alimenta la rete di distribuzione, nelle ore centrali della giornata invece la produzione fotovoltaica causa un'inversione dei flussi di potenza rilevante come si vede da Figura 4.13.

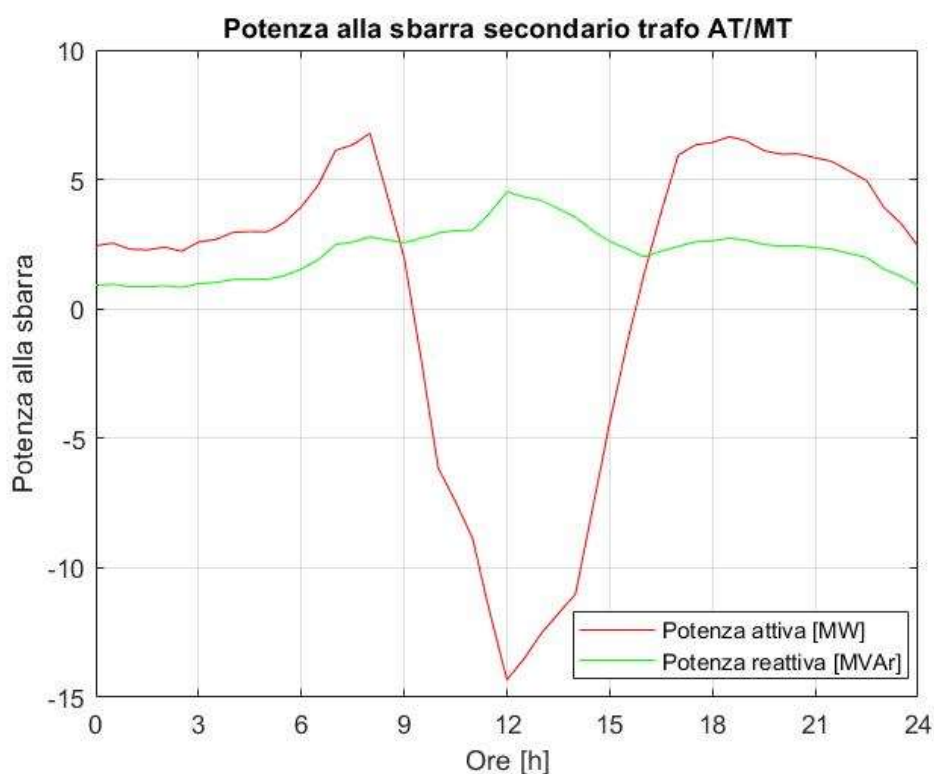


Figura 4.13 Saldo di potenza attiva e reattiva al trasformatore di cabina primaria nello scenario base

Come si vede da figura 4.14 tra le ore 9.00 circa fino alle 16.00 circa la produzione di potenza attiva da parte degli impianti fotovoltaici causa un'inversione di flusso consistente che richiederà protezioni speciali installate in cabina primaria che tengano conto di questo fenomeno. In verde invece è rappresentata la potenza reattiva che in questo caso dipende solo dall'assorbimento da parte dei carichi durante la giornata. Per ottenere i grafici precedenti è stata utilizzata l'equazione 4.5:

$$S_{trafo} = S_{load} - S_{gen} + Perdite_{tot} \quad (4.5)$$

L'equazione precedente rispetta la convenzione degli utilizzatori come già fatto in precedenza nello svolgimento del metodo CCI (equazione 3.32).

Un altro aspetto da controllare è quello delle correnti nei conduttori e nella possibile presenza di congestioni. Le linee più critiche sono le linee di media tensione. Queste sono che linee che raccolgono tutti i contributi dati dai generatori di media e bassa tensione quindi la situazione nel picco di produzione potrebbe risultare critica, come in effetti avviene anche nella rete test (Fig. 4.14).

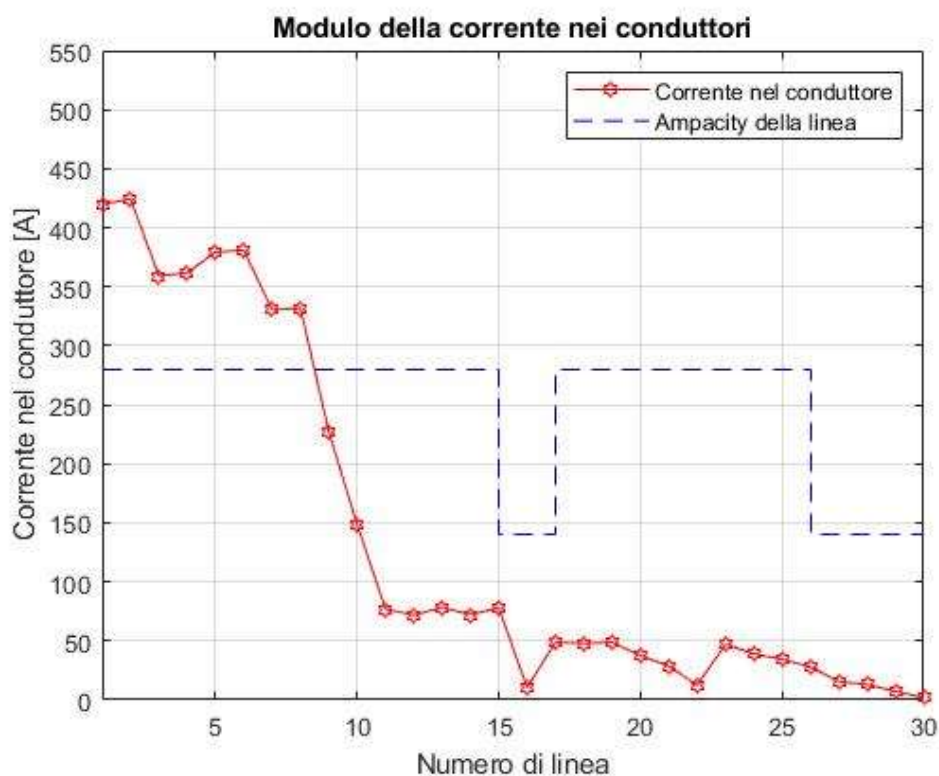


Figura 4.14 Corrente nei conduttori MT alle ore 12.00 nello scenario base

Essendo in media tensione ed avendo già appurato che lo squilibrio sia molto contenuto, per chiarezza grafica è stato riportato il solo modulo della corrente della fase 1 poiché per

le altre due fasi il valore è sostanzialmente identico. Da questo grafico si deduce come la produzione fotovoltaica causi un fenomeno di congestione alle ore 12.00 sulle prime 8 linee facenti parte del feeder 1 con prevalenza di generazione rispetto al carico. I valori di corrente superano i 280 A di capability del conduttore installato nelle prime linee del feeder quindi oltre ad un controllo sulle tensioni è essenziale anche un controllo sulle congestioni, la cui risoluzione costituisce un requisito essenziale per la sicurezza dell'esercizio della rete. Per una analisi su tutta la giornata si prende ad esempio la linea 2-3 che raccoglie tutti i contributi di generazione del feeder 1 e risulta una delle linee più problematiche.

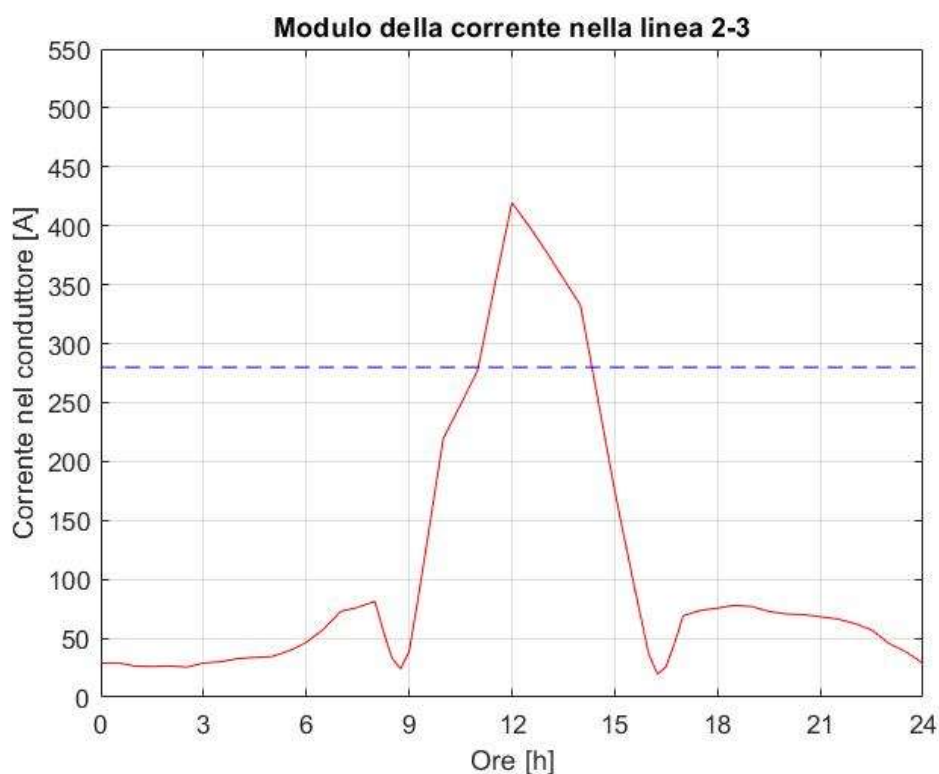


Figura 4.15 Corrente nella linea 2-3 nel corso della giornata nello scenario base

Dalla Figura 4.15 risulta chiaro come i problemi di congestione si presentino in prossimità del picco di produzione dalle ore 11.00 alle ore 14.00. In tale intervallo di tempo il modulo supera abbondantemente i 280 A creando problemi di sicurezza d'esercizio. Verso le ore 9.00 e 16.00, il modulo di corrente raggiunge il suo minimo poiché in queste circostanze, la contemporaneità di carico e generazione comporta la sostanziale compensazione dei flussi di corrente nella linea. Se nelle ore notturne la corrente fluisce da monte verso valle per alimentare i carichi, nelle ore centrali della giornata la corrente fluisce da valle verso monte a causa della produzione dei PV.

5 Analisi dei risultati

In questo ultimo capitolo si andranno ad esporre i risultati ottenuti dalle simulazioni effettuate implementando i controlli descritti nelle sezioni 4.3 e 4.4, inoltre, si effettueranno controlli per comprendere quali dei metodi sia il più efficace e se il metodo con il criterio delle aree sia un valido strumento per la gestione delle reti di distribuzione attive.

5.1 Risultati con OLTC AVR in cabina primaria

I risultati presentati in questa prima sezione sono stati ottenuti implementando un controllo con trasformatore variatore sotto carico in cabina primaria tra i nodi 1 e 2 (Fig.4.1). Come già accennato nella sottosezione 2.4.1, il regolatore di tale trasformatore agisce, in modo sincrono, riferendosi alla tensione presente alla sbarra secondaria e lavora con deadband uguale al 1,5% della tensione di riferimento. Come primo riscontro si va ad esaminare la tensione al nodo 2, che è il nodo di riferimento (Fig. 5.1).

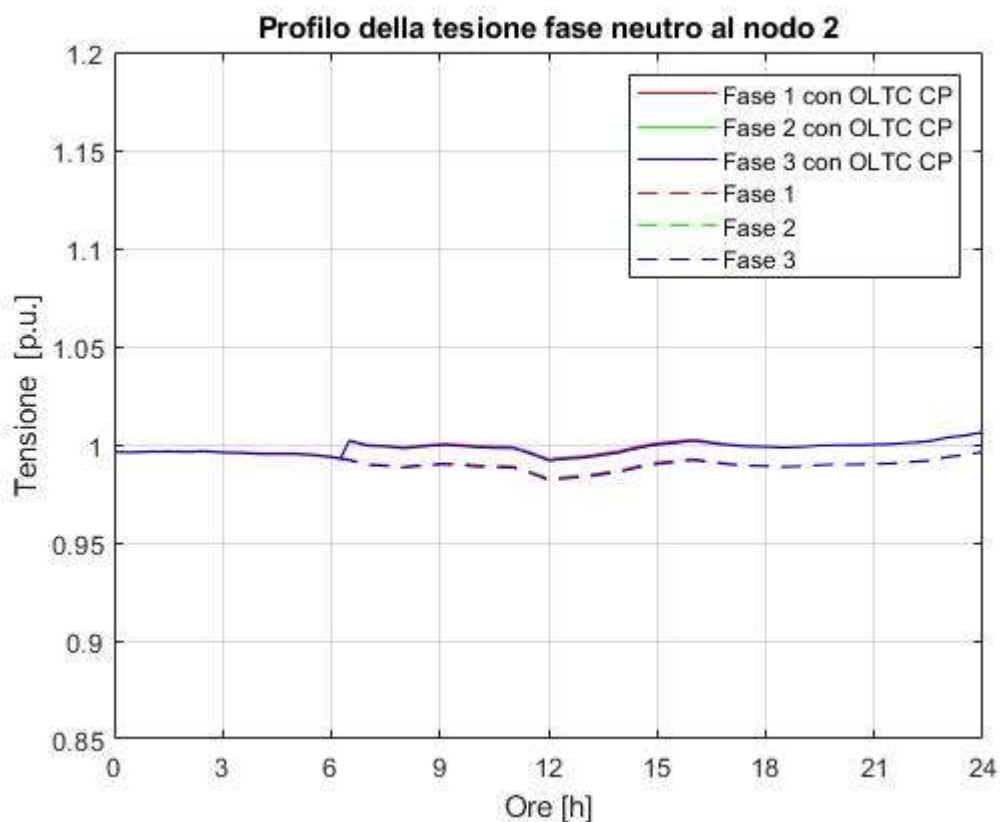


Figura 5.1 Profilo della tensione fase neutro al nodo 2 con e senza regolazione OLTC in cabina primaria

Dalla Figura 5.1 si comprende come la tensione al nodo 2 sia molto livellata e vicina al valore di riferimento di 1 p.u.. Questo comporta che il variatore sotto carico cambi tacca solo una volta in tutto l'arco della giornata, alle ore 6.30 (Fig. 5.2), trovandosi per tutto il resto della giornata entro i limiti imposti dalla deadband di 0,9925% e 1,0075%. Tale piccola deviazione rispetto al caso non regolato, si ripercuote necessariamente sulle tensioni dei feeder di media tensione.

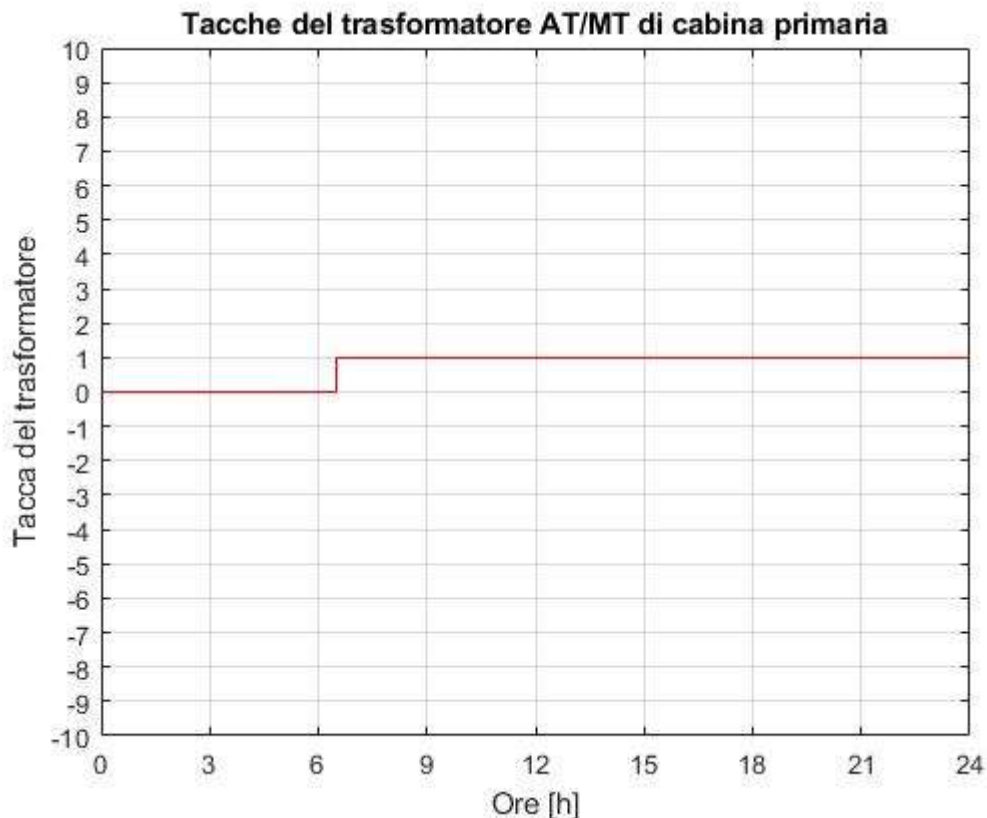


Figura 5.2 Tacche del trasformatore AT/MT con regolazione OLTC in cabina primaria

Come visto dalle Figure 4.8, 4.9 e 4.10, le tensioni dei feeder di media tensione divergono nel corso della giornata mantenendo tuttavia la tensione del nodo comune 2 vicina al valore di riferimento. Questo comportamento comporta la totale inefficacia della regolazione basata unicamente sul variatore sotto carico in cabina primaria. Essendo la tensione non regolata molto vicina al valore di riferimento, il regolatore non comanda variazioni sul numero di tacche inserite dal trasformatore, e anche nel caso in cui imponesse una variazione, andrebbe a peggiorare la situazione in un feeder per migliorarla nel

secondo. Tale situazione è riscontrabile nei profili di tensione, in Figura 5.3, dei nodi ai capi dei due feeder (nodi 18 e 27).

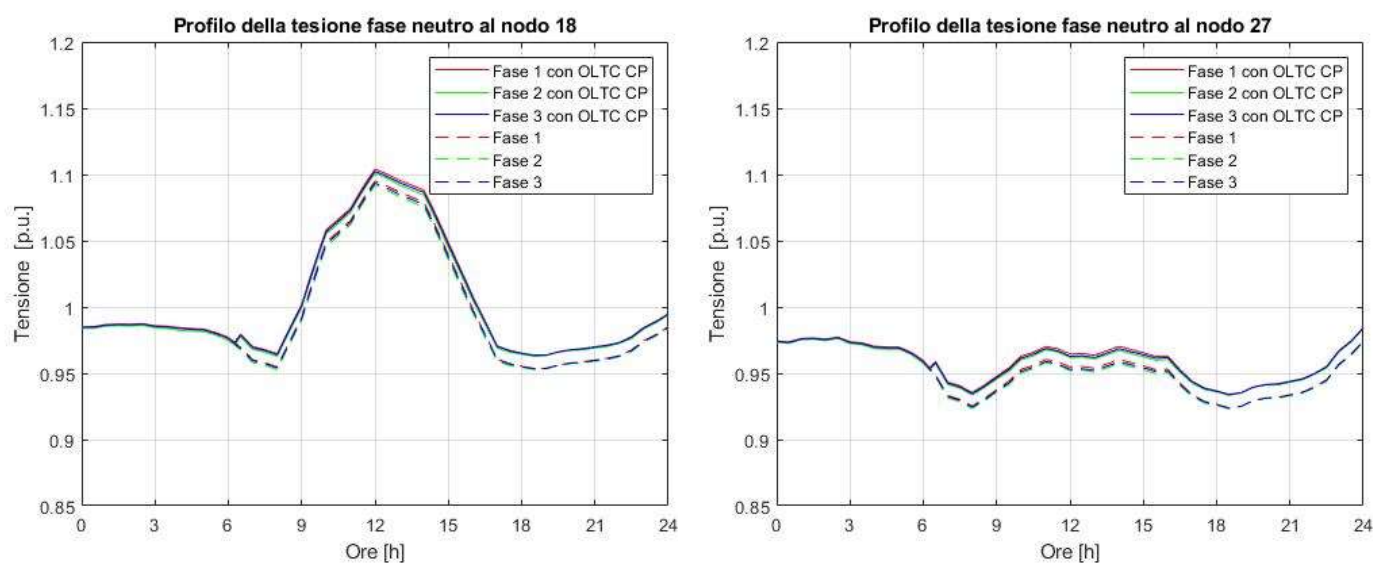


Figura 5.3 Profili di tensione fase neutro ai nodi 18 e 27 con regolazione OLTC in cabina primaria

Dalla figura 5.3 si evince come questo tipo di regolazione vada a peggiorare la situazione nel feeder con prevalenza di generazione facendo sfiorare nel nodo 18 i limiti di lavoro imposti dalla normativa con $90\% U_n \leq U \leq 110\% U_n$ nelle ore centrali della giornata. Nel momento più critico della giornata con massima generazione, la tensione al nodo 18 raggiunge valori che vanno dal 1,101 p.u. della fase 2 a 1,104 p.u. della fase 1. Tale inefficacia della regolazione si ripercuote anche nelle tensioni delle reti di bassa tensione connesse ai due feeder di media tensione. In questo caso le reti connesse al secondo feeder beneficeranno della regolazione, mentre le reti connesse al primo feeder saranno penalizzate (Fig. 5.4).

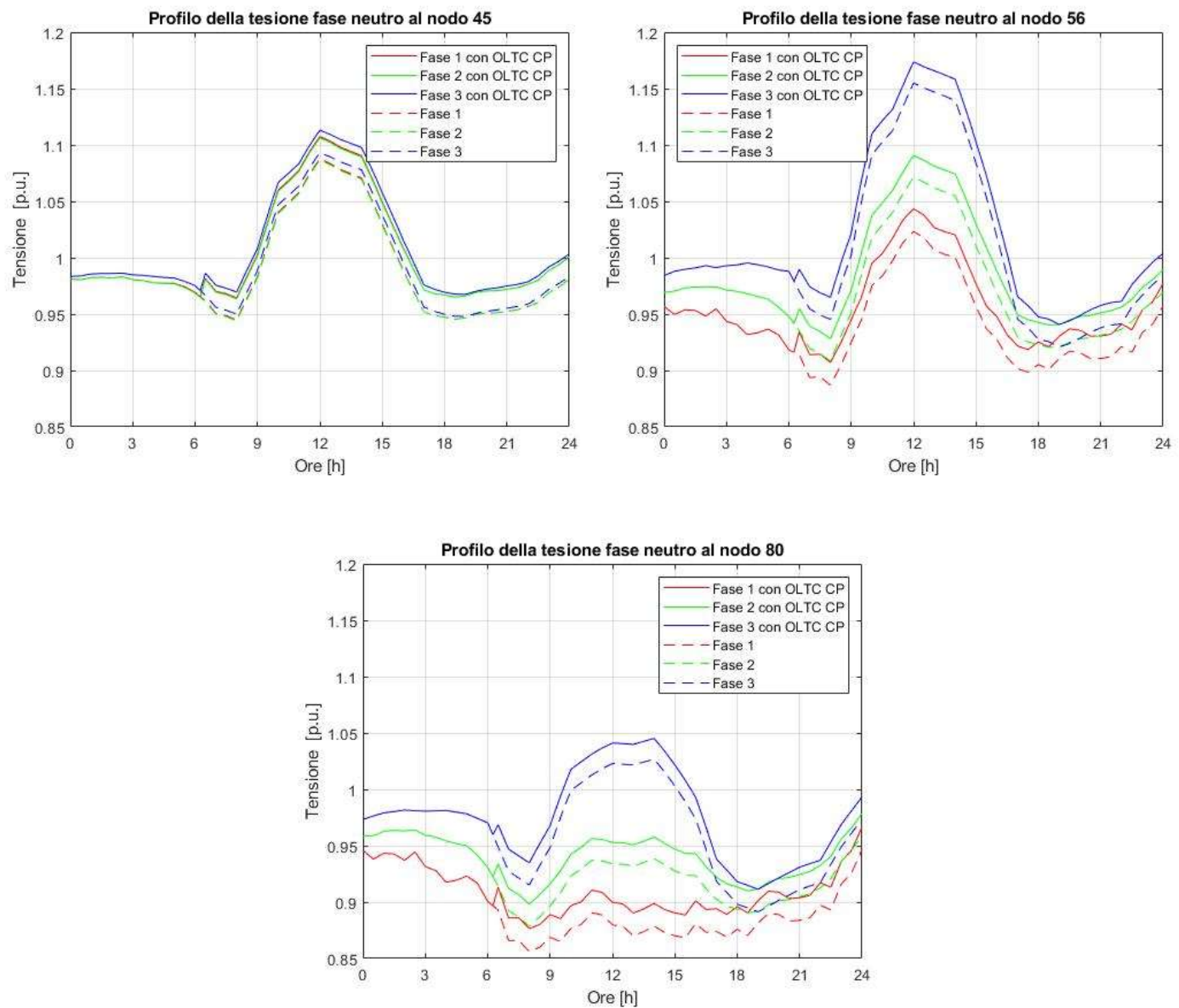


Figura 5.4 Profili di tensione fase neutro ai nodi 45,56 e80, con e senza regolazione OLTC in cabina primaria

I nodi 45 e 80 fanno parte della rete di distribuzione in bassa tensione connessa al nodo 18, quindi sono connessi al feeder con prevalenza di generazione. Tale connessione è evidente dai profili in Figura 5.3. Nel nodo 45 la regolazione non fa altro che peggiorare la situazione portando le tensioni regolate fuori dai limiti di lavoro, come avveniva per il nodo 18, senza dare alcun beneficio. Il nodo 56 è l'ultimo nodo appartenente alla rete BT connessa al nodo 18 e la regolazione lo influenza allo stesso modo dei nodi 18 e 45, alzandone la tensione dell'1% dopo le 6.30 del mattino. Tale regolazione permette di rientrare nel limite inferiore fissato al 90% di U_n , tuttavia peggiora la già critica situazione alla fase 3 raggiungendo tensioni pari a 1,174 p.u.. Per i nodi delle reti BT connesse a nodi

appartenenti al secondo feeder invece, la regolazione OLTC in cabina primaria migliora i profili di tensione non riuscendo tuttavia a far rientrare la tensione all'interno dell'intervallo di lavoro richiesto dalla norma (Fig. 5.4 nodo 80).

Un'ultima analisi riguarda il grado di squilibrio delle tensioni tra le fasi. Per studiare lo squilibrio si sfrutta il parametro VUF come fatto nella sottosezione 4.2.2 includendo anche l'analisi del potenziale di neutro (centro stella) che raffigura lo stesso fenomeno. Per quanto riguarda i nodi di media tensione, la situazione è rappresentata in Figura 5.5.

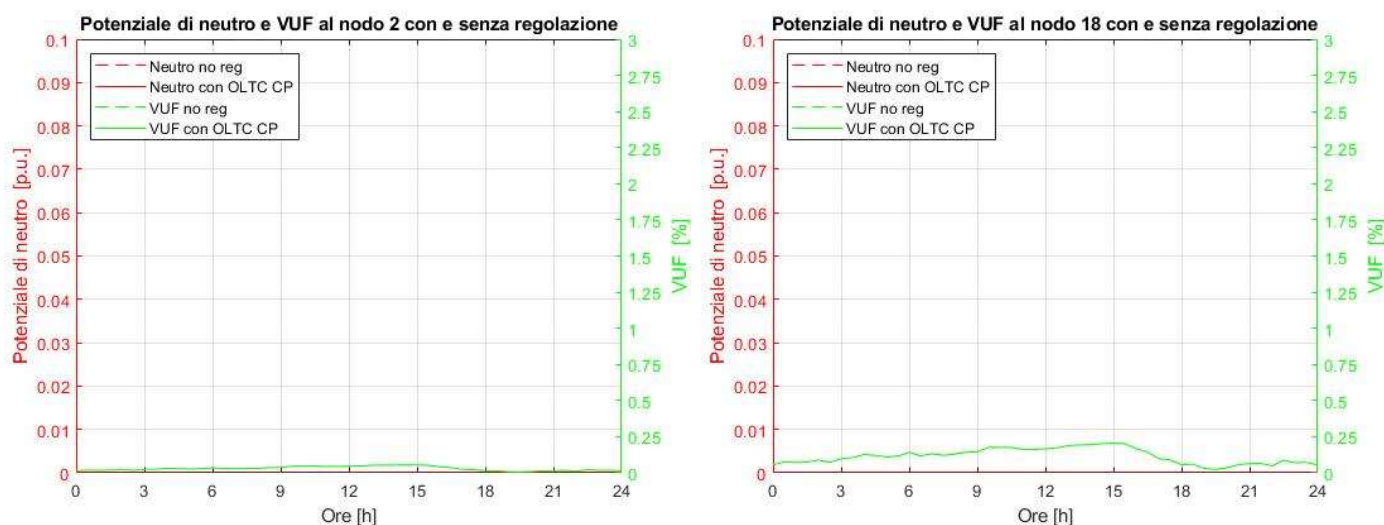


Figura 5.5 VUF e potenziale di neutro dei nodi 2 e 18 con regolazione OLTC in CP

Da Figura 5.5 si comprende come la variazione della tacca del variatore sotto carico non abbia influenza sulla rete a 20 kV, questo perché lo squilibrio iniettato dalle reti in bassa tensione è fortemente smorzato dalla generazione trifase in media tensione, quindi anche le variazioni di tale squilibrio sono fortemente smorzate. Per quanto riguarda i nodi di bassa tensione invece, la situazione è rappresentata in Figura 5.6.

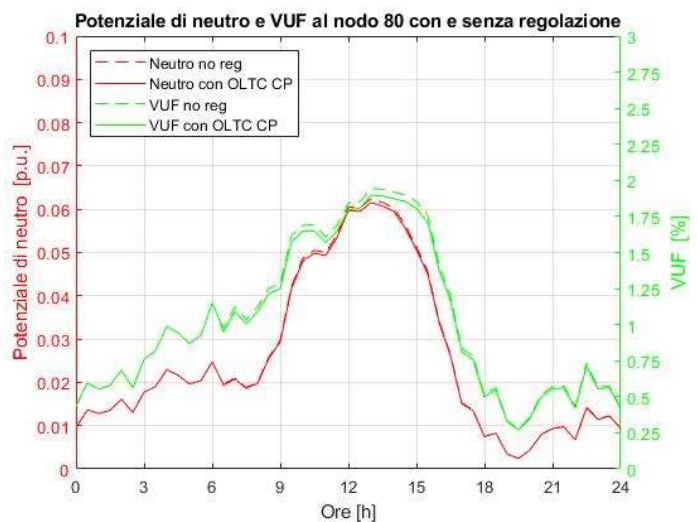
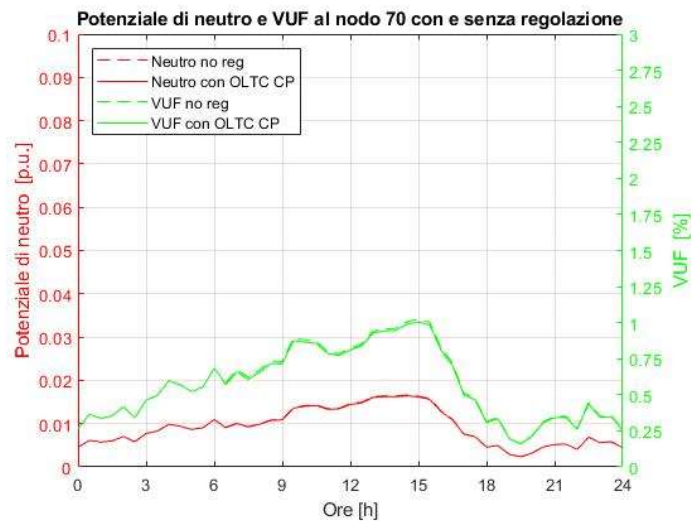
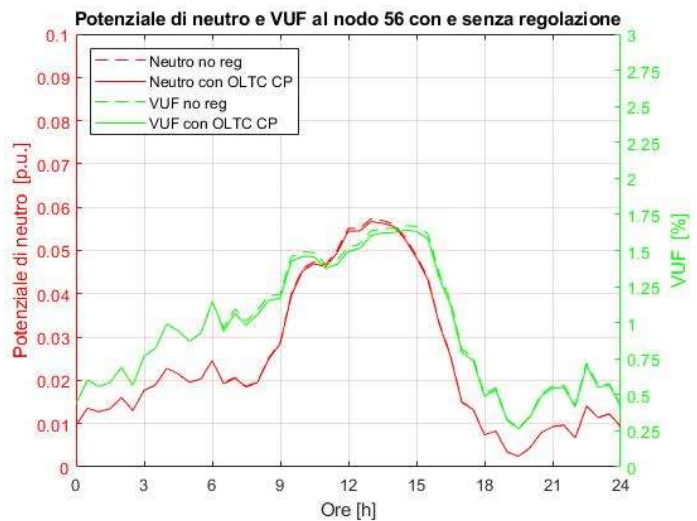
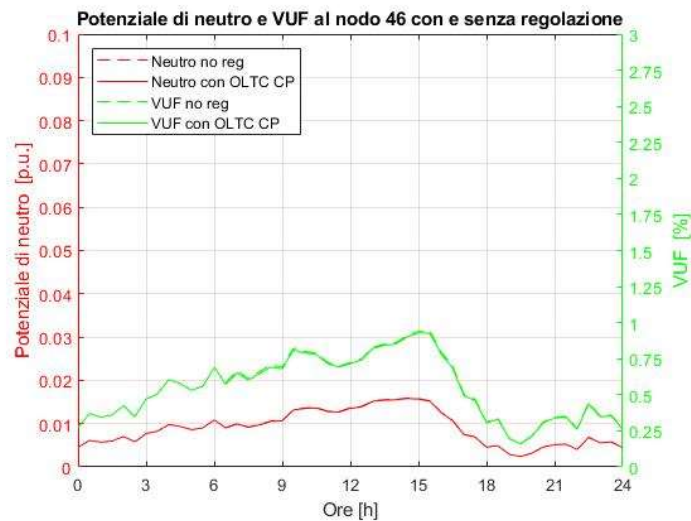


Figura 5.6 VUF e potenziale di neutro dei nodi 46,56,70 e 80 con regolazione OLTC in CP

L'influenza della variazione di tacca sul trasformatore è più marcata nei nodi di bassa tensione che fin da subito presentavano VUF elevato. Con la variazione di una tacca del variatore, si ha un leggero aumento del modulo di sequenza diretta mentre il modulo di sequenza inversa rimane invariato. I valori massimi e minimi del VUF sono presentati in Tabella 19.

Tabella 17 Valori di VUF con regolazione OLTC in cabina primaria

VUF [%]			
NODI	max	min	media
2	0,0548	0,0056	0,0298
18	0,2050	0,0233	0,1156
46	0,9290	0,1586	0,5480
56	1,6420	0,2649	0,9500
70	1,0034	0,1579	0,5709
80	1,8969	0,2694	1,0179

Dal confronto tra la Tabella 16 e la Tabella 19 si ricava come il VUF sia diminuito grazie all'azione del trasformatore. Nei valori massimi la diminuzione è più rilevante per i nodi a fine rete come i nodi 56 e 80. In tali nodi l'entità della diminuzione nel valore massimo si attesta rispettivamente al 1,89% e al 2,41% mentre nei valori medi al 1,73% e al 2,09%. Tali diminuzioni sono in ogni caso molto contenute, dato la contenuta azione regolante del trasformatore.

In definitiva, la regolazione tramite trasformatore OLTC in cabina primaria, risulta inefficace per il controllo della tensione di una rete di distribuzione sviluppata su due livelli. La concentrazione di carichi o generatori causa sostanziali differenze tra le tensioni dei feeder, limitando fortemente l'azione del trasformatore. Tale azione non tiene conto delle tensioni presenti nelle reti di bassa tensione, queste continuano a risultare fortemente squilibrate e con valori che eccedono di gran lunga i limiti di lavoro imposti dalla norma.

5.2 Risultati con OLTC AVR in cabina primaria e secondaria

Come visto, il metodo di regolazione recedente non teneva conto in nessun modo della tensione presente nelle reti di bassa tensione, permettendo la presenza di tensioni che oltrepassano i limiti di tensione $90\% U_n \leq U \leq 110\% U_n$. Per ovviare a tale problema si può pensare di utilizzare trasformatori variatori sotto carico anche in cabina secondaria. Come già spiegato nella sottosezione 4.3.2, si suppone un'azione disaccoppiata di tali trasformatori, cioè le tacche del variatore cambiano in relazione a ciascuna fase, con tensione di riferimento al secondario del trasformatore. Ai nodi 15,18,27 e 32, sono utilizzati quattro trasformatori uguali tra loro le cui caratteristiche sono mostrate in Tabella

18. Dal punto di vista delle tensioni presenti in media tensione, i profili non cambiano e valgono le stesse considerazioni effettuate nella sezione precedente, tenendo conto che le tacche inserite dal variatore AT/MT sono le stesse della Figura 5.2. Cambia sostanzialmente invece la tensione nelle reti di bassa tensione. A titolo di esempio, sono mostrate in Figura 5.7 le tensioni dei nodi 45 e 69 (facenti parte delle reti BT connesse i nodi 18 e 27) con le rispettive tacche inserite dai trasformatori che fanno riferimento a tali nodi.

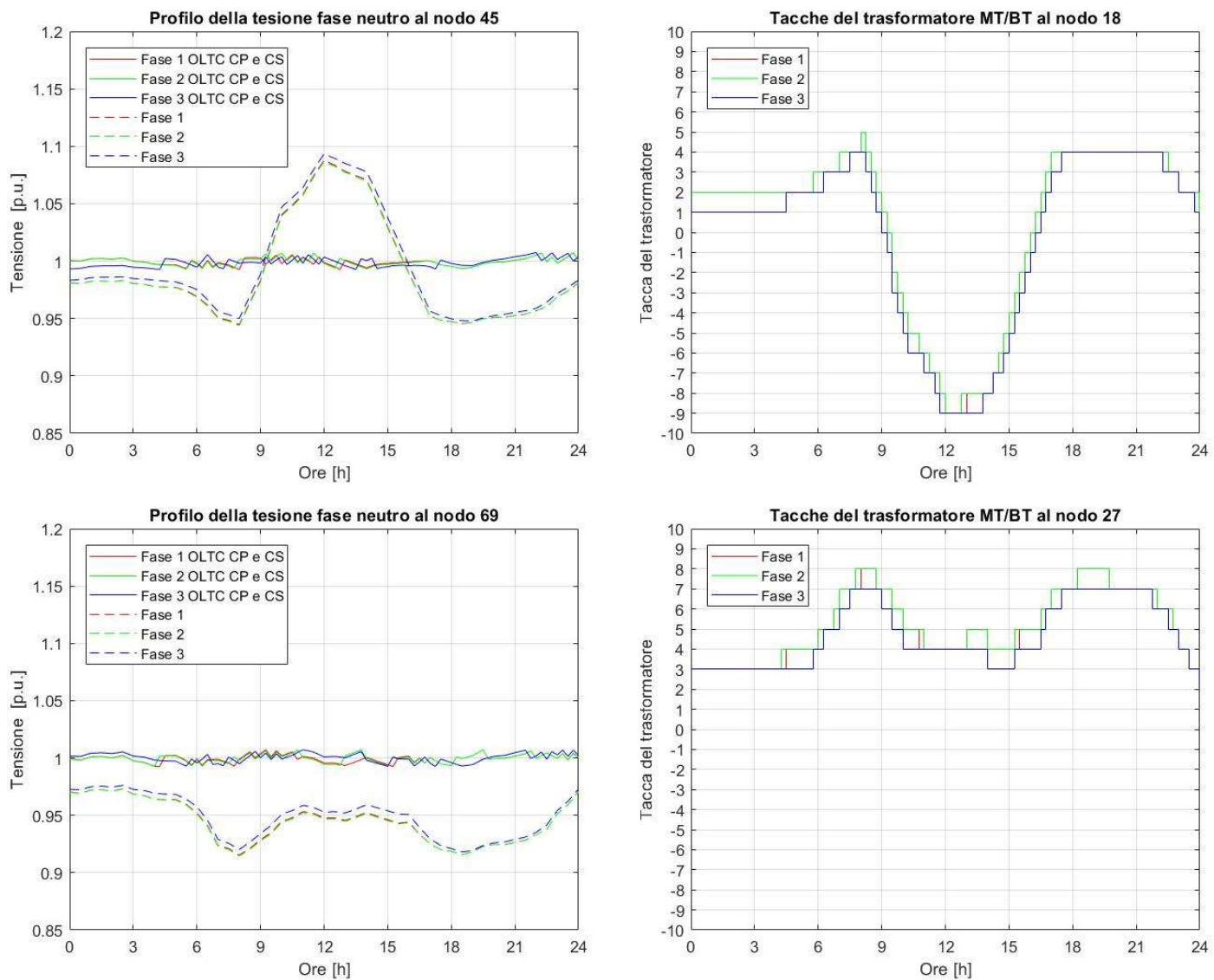


Figura 5.7 Profili di tensione ai nodi 45 e 69 con rispettive tacche del trasformatore connesso con regolazione OLTC

Dalla Figura 5.7 si riconosce l'azione disaccoppiata del trasformatore OLTC di cabina secondaria. Nell'ambiente Matlab è stato supposto che lo stadio di regolazione avvenisse

al secondario del trasformatore, quindi per ogni tacca aumentata, si ha il corrispettivo aumento di tensione al secondario. Dato questo comportamento, si denota come il profilo delle tacche ricalchi l'opposto del profilo della tensione non regolata. Preso ad esempio la tensione al nodo 45, alle 18.00 tale tensione ha valore circa 0,95 p.u. per tutte e tre le fasi. Per riportare la tensione all'interno della deadband, il variatore dovrà aggiungere 4 tacche al trasformatore per variare in modo consono il rapporto di trasformazione. Le tacche sono quattro e non cinque poiché il trasformatore in cabina primaria ha già effettuato una variazione del rapporto di trasformazione aumentando la tensione di rete dell'1%. Gli effetti di tali variazioni di tacca sui nodi a fine rete possono essere visti in Figura 5.8.

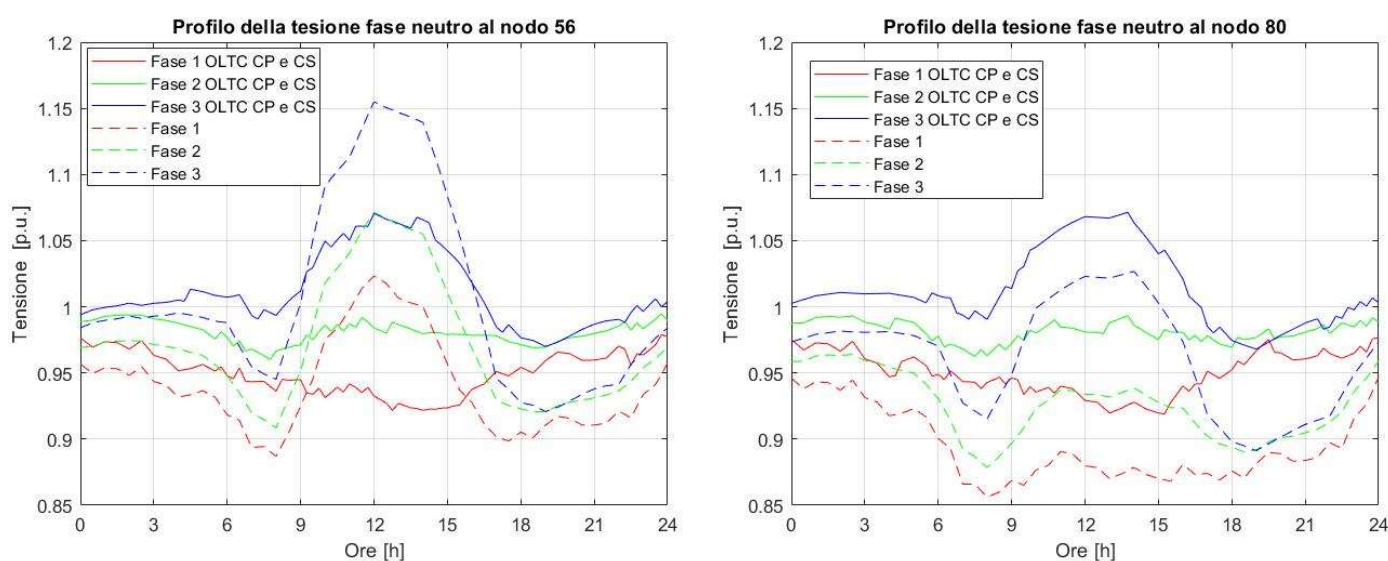


Figura 5.8 Profili di tensione ai nodi 56 e 80 con regolazione OLTC e senza regolazione

Il nodo 56 fa parte della rete regolata dal trasformatore tra i nodi 18 e 45 mentre il nodo 80 è alla fine della rete regolata dal trasformatore tra i nodi 27 e 69. Nel primo caso la regolazione effettuata ha molto migliorato i profili di tensione, ha permesso di riportare la fase 1 entro il limite di tensione del 90% e la fase 3 entro il limite del 110% fallendo tuttavia nell'ottenimento di una tensione all'interno dell'intervallo di qualità del 95%-105%. L'effetto sui profili di tensione del nodo 80, connesso al feeder MT più denso di carichi, risulta molto diverso. La tensione non regolata al nodo 69 risulta particolarmente bassa rispetto alla tensione di riferimento, e questo richiede quindi una massiccia variazione di tacche nel verso positivo. L'aumento di tensione si ripercuote su tutti i nodi tra cui il nodo 80 avendo effetti positivi. La variazione dell'OLTC permette di rientrare entro i limiti

tecnici per tutta la giornata mentre per tutte le fasi, avvicinandosi di molto agli obiettivi di qualità che ci siamo imposti.

Per quanto riguarda lo squilibrio delle tensioni, ancora una volta il VUF risulta molto basso nei nodi di media tensione e poco influenzato dagli interventi del trasformatore, invece il VUF dei nodi in bassa tensione cambia considerevolmente rispetto al caso di regolazione solo in cabina primaria. La Figura 5.9 mostra il VUF nei nodi rappresentativi della media tensione, il nodo 2 e 18.

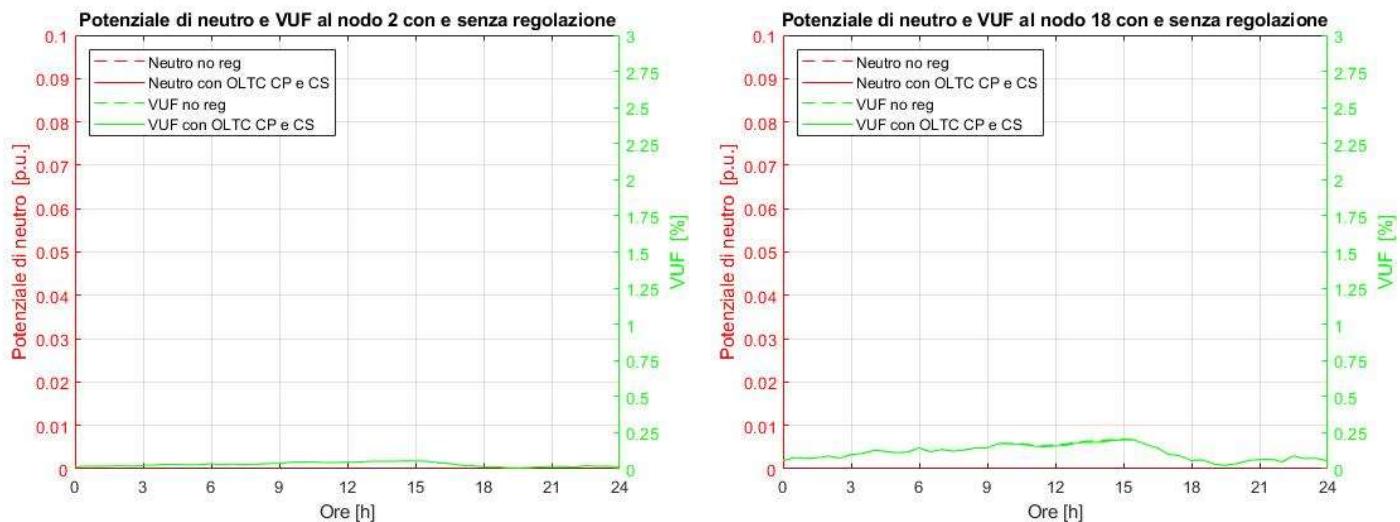


Figura 5.9 VUF e potenziale di neutro dei nodi 2 e 18 con regolazione OLTC

Come si vede in Figura 5.9 il VUF al nodo 2 rimane pressoché invariato, mentre al nodo 18 si comincia a vedere una leggera diminuzione del VUF. Ci si poteva aspettare questo comportamento poiché il trasformatore posto a valle del nodo 18, variando le tacche, varia anche il VUF dei nodi di bassa tensione e di conseguenza il VUF propagato al livello superiore. Tuttavia, questa variazione è percepibile solo nel nodo subito a monte della rete BT poiché, ancora una volta, la generazione trifase equilibrata a 20 kV tende a riequilibrare le tensioni. Gli effetti della variazione delle tacche sul VUF in bassa tensione sono visibili in Figura 5.10.

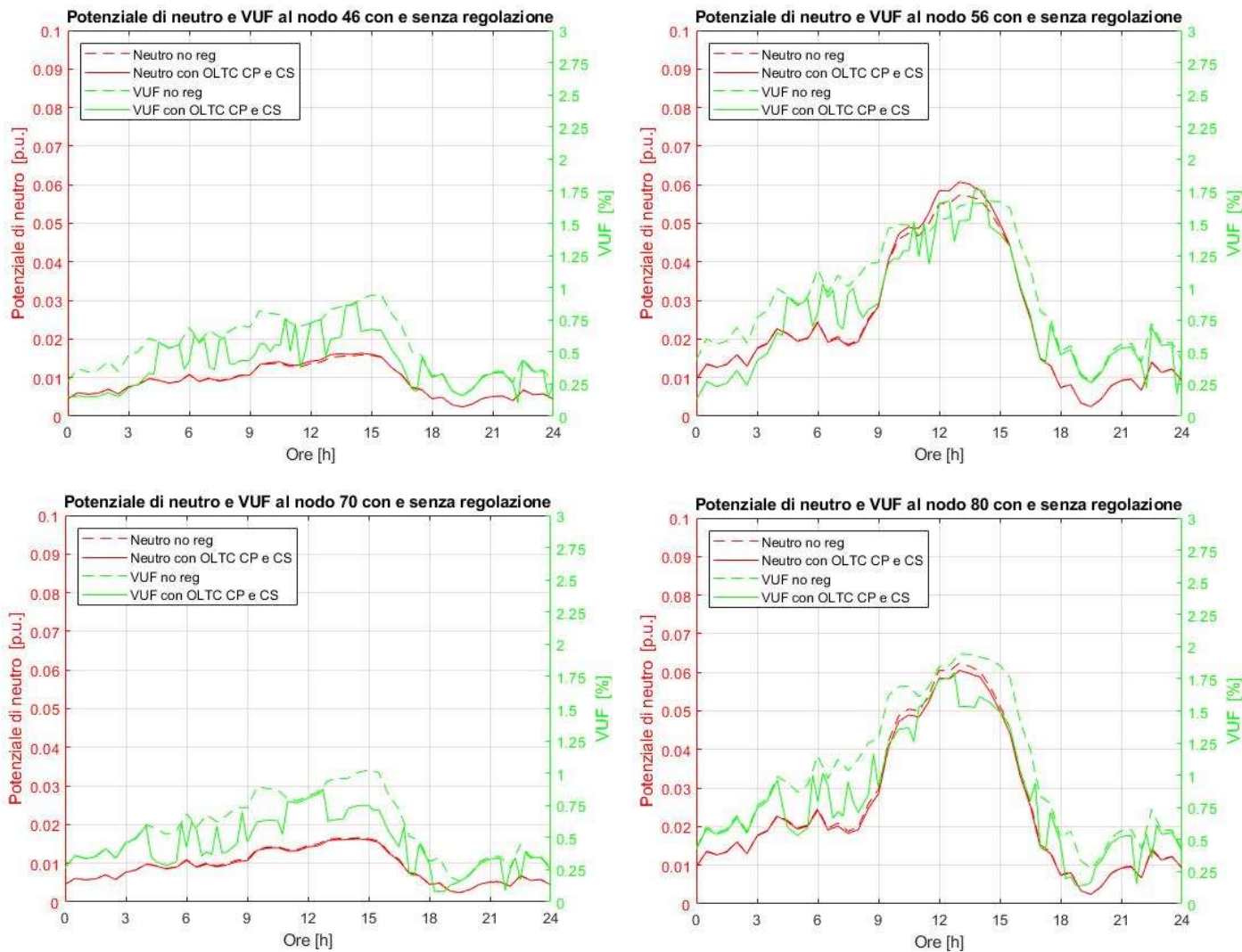


Figura 5.10 VUF e potenziale di neutro dei nodi 46,56,70 e 80 con regolazione OLTC

Dalla Figura 5.10 si comprende come la variazione di tacche da parte del trasformatore OLTC di cabina secondaria abbia un effetto notevole sul livello di VUF presente in bassa tensione. In generale l'azione dei trasformatori ha abbassato mediamente il VUF su tutti i nodi, tuttavia in alcuni casi, come il nodo 56, ha aumentato il valore massimo ottenuto passando da 1,6737% a 1,76 %. Il trend generale si può visualizzare anche dalla Tabella 20.

Tabella 18 Valori di VUF con regolazione OLTC in cabina primaria e secondaria

VUF [%]			
NODI	max	min	media
2	0,0542	0,0061	0,0300
18	0,2003	0,0244	0,1150
46	0,8913	0,1052	0,4129
56	1,7600	0,1300	0,8017
70	0,8777	0,0817	0,4506
80	1,7982	0,1383	0,8489

Confrontando la Tabella 16 e 20 si capisce come questo tipo di regolazione sia efficace nel ridurre il VUF nelle reti in bassa tensione. Preso ad esempio il valore medio del VUF dalle due tabelle, se si calcola la variazione dei valori in percentuale si ottiene:

Tabella 19 Variazione del VUF medio con regolazione OLTC in cabina primaria e secondaria rispetto al caso non regolato

ΔVUF_{medio} [%]		
NODI	OLTC CP	OLTC CP e CS
2	1,0169	1,6949
18	-0,2588	-0,7765
46	-1,1544	-25,5231
56	-1,7479	-17,0855
70	-1,4670	-22,2299
80	-2,0873	-18,3436

Per il nodo 2 la variazione è leggermente positiva tuttavia essendo i valori assoluti estremamente bassi, non è rappresentativa del trend generale. Per quanto riguarda invece i nodi in bassa tensione, la diminuzione del VUF con implementazione di OLTC anche in cabina secondaria è molto più rilevante rispetto alla regolazione solo in cabina primaria. Per i nodi subito a valle del trasformatore (nodi 46 e 70), la diminuzione risulta particolarmente marcata, arrivando addirittura ad una diminuzione del 25% sul valore medio del VUF durante la giornata.

In definitiva l'azione dei trasformatori OLTC in cabina secondaria va a migliorare le condizioni di esercizio in bassa tensione lasciando sostanzialmente invariata la situazione in media tensione. Dallo studio delle tensioni sui feeder in due momenti della giornata, alle 8.00 e alle 12.00 (Figura 5.11) e dal confronto con lo scenario base (Figura 4.8 e 4.9), risulta che l'unica azione che ha effetto sul livello a 20 kV è quella del trasformatore OLTC in cabina primaria.

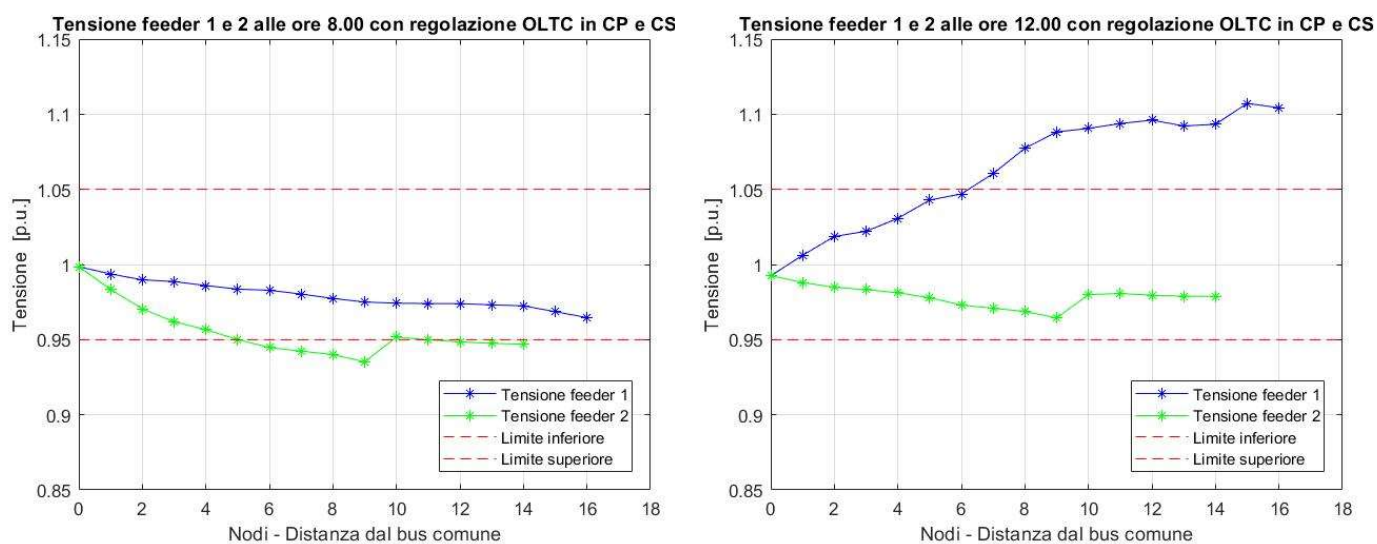


Figura 5.11 Tensione nei feeder alle ore 8.00 e 12.00 con regolazione OLTC in cabina primaria e secondaria

L'unica differenza presente rispetto alle Figure 4.8 e 4.9, è l'azione che ha riportato entro la deadband la tensione del nodo 2. Tale azione ha ripercussioni su tutte le tensioni dei feeder e non permette di lavorare con gli obiettivi di qualità del 5% che ci siamo imposti, al contrario nelle ore centrali della giornata va addirittura a sfiorare i limiti di lavoro imposti dalla norma con tensioni che arrivano a 1,107 p.u.

5.3 Risultati con OLTC e regolazione locale

Per aumentare l'efficacia della regolazione e tentare di raggiungere gli obiettivi di qualità imposti, si implementa oltre al controllo OLTC AVR dei trasformatori anche la regolazione locale dei generatori come descritta nella sottosezione 4.3.3. Per implementare la regolazione locale è necessario impostare i parametri che andranno a controllare tale regolazione. Tra questi parametri, oltre al tipo di capability, che è già stata scelta semicircolare, figurano la deadband e la ΔV che caratterizzano la curva di intervento e il

droop che definirà gli interventi di regolazione. In ogni caso la ΔV scelta è del 10% quindi l'unico parametro libero rimasto è la scelta della deadband come vista in Figura 2.6.

5.3.1 Regolazione locale con deadband al 5%

Dato che i limiti di qualità scelti sono $95\% U_n \leq U \leq 105\% U_n$, una prima scelta è stata quella di scegliere anche l'ampiezza della deadband al 5%. Tale scelta implica che un generatore non effettuerà regolazione locale nel caso in cui la tensione al nodo in cui sia connesso esca dai limiti di qualità. I trasformatori utilizzati in tale scenario hanno le stesse caratteristiche del caso precedente con il trasformatore di cabina primaria con logica sincrona, e i trasformatori nelle cabine secondarie con logica disaccoppiata. Nei nodi di media tensione l'implementazione della regolazione locale ha un forte impatto. In Figura 5.12 è mostrato il profilo di tensione al nodo 2 con il grafico delle tacche del trasformatore che fa riferimento a tale nodo.

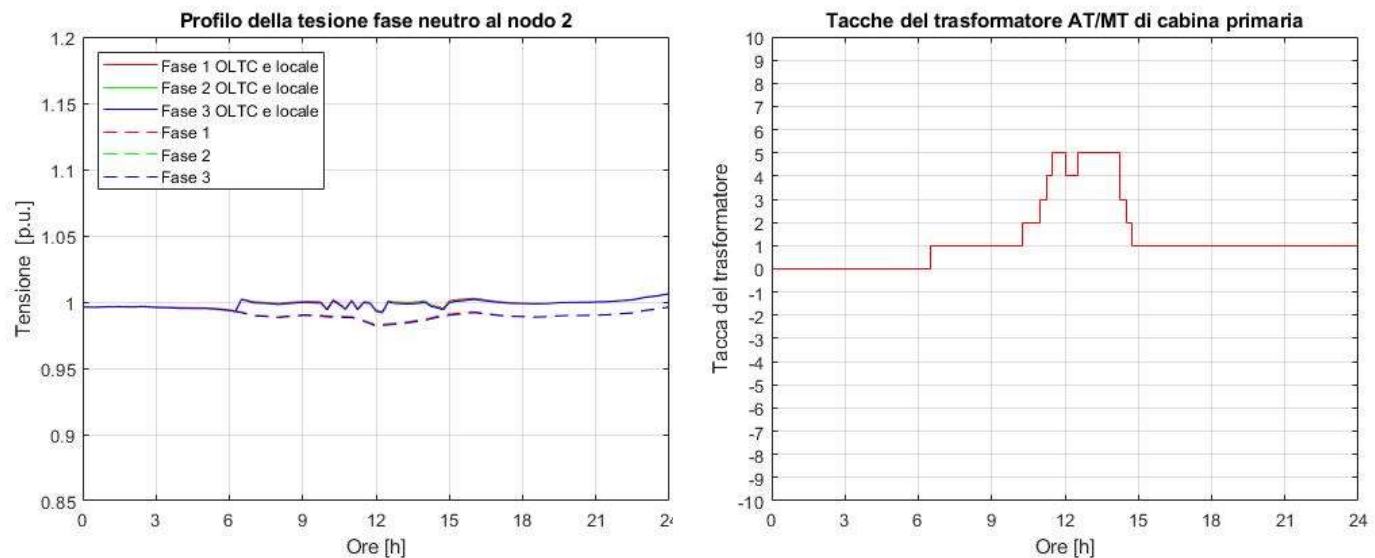


Figura 5.12 Profilo di tensione al nodo 2 con rispettive tacche del trasformatore e regolazione locale

Dalla Figura 5.12 risulta che la tensione al nodo 2 continua a rimanere all'interno della deadband stabilita grazie all'azione del trasformatore in CP, tuttavia rispetto ai casi precedenti le tacche inserite sono sensibilmente maggiori. Questo è causato dalla regolazione locale la quale nel feeder 1 tende ad abbassare fortemente la tensione, contribuendo ad abbassare di conseguenza la tensione anche al nodo 2. Per un confronto tra le tensioni dei due feeder si fa riferimento alla Figura 5.13 in cui sono mostrate le tensioni ai nodi di fine feeder, il 18 e il 27.

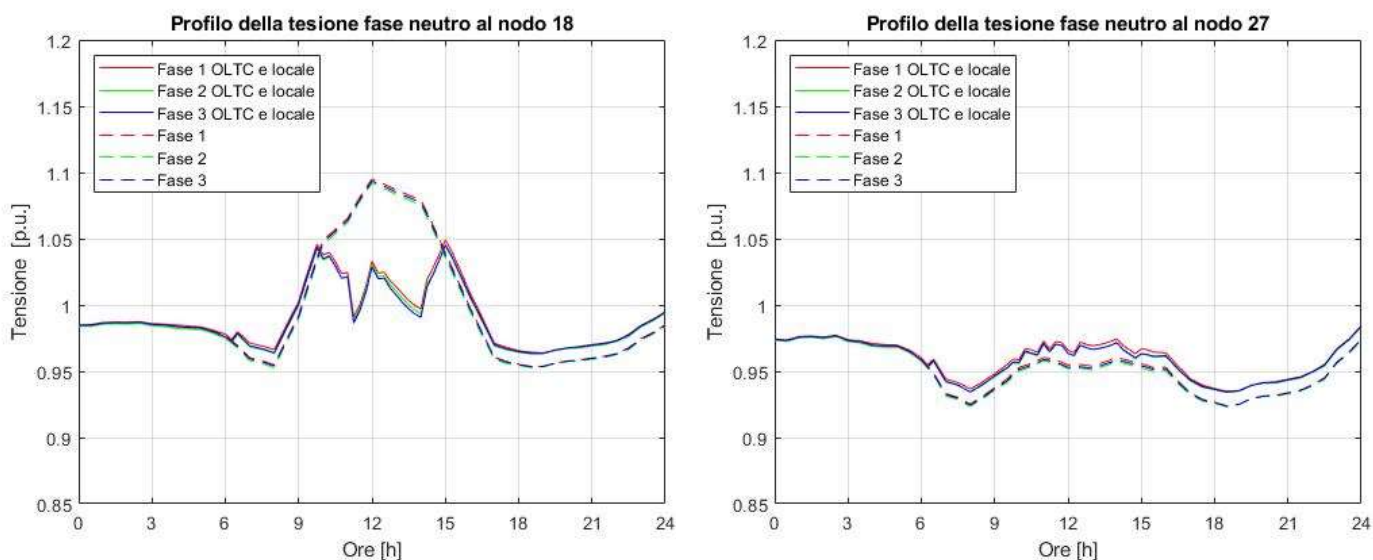


Figura 5.13 Profili di tensione ai nodi 18 e 27 con regolazione OLTC e locale e senza regolazione

Dalla Figura precedente si riconosce l'azione della regolazione locale in base alle ore della giornata. Nel nodo 18 non appena la tensione supera la soglia impostata al 5%, si ha un intervento della regolazione locale con la fornitura di potenza reattiva in base alla potenza attiva prodotta e alla taglia dell'impianto, che tende ad abbassare notevolmente la tensione. Da sottolineare come tale tipo di regolazione sia a catena aperta senza alcuna retroazione, basandosi unicamente sui profili di generazione degli Utenti. Data questa dipendenza, la regolazione non è costante nella giornata ma varia al variare della potenza reattiva disponibile. Dalle ore 9:45 alle 11:15 la potenza reattiva disponibile aumenta nel tempo permettendo una diminuzione sempre maggiore della tensione al nodo. Dalle 11:45 alle 12:00 la potenza attiva generata è molto vicina alla taglia nominale dell'inverter, di conseguenza la potenza reattiva disponibile per la regolazione diminuisce nonostante la tensione non regolata sia particolarmente elevata con il picco che supera i 1.10 p.u. Nonostante questa riduzione, il controllo effettuato dai generatori è sufficiente per riportare il picco di tensione all'interno della banda di qualità imposta. Una volta superato il picco di produzione delle 12:00 la reattiva disponibile torna a crescere e la tensione torna a scendere con un picco massimo di regolazione alle ore 14:00. Superata tale ora, la tensione non regolata è di poco fuori la deadband di regolazione quindi nonostante la diponibilità di potenza reattiva, la tensione regolata si avvicina al valore di 1.05 p.u.. Tale comportamento

può essere ravvisato anche dallo studio della potenza reattiva di regolazione messa in gioco dagli Utenti in media tensione nel corso della giornata (Figura 5.14).

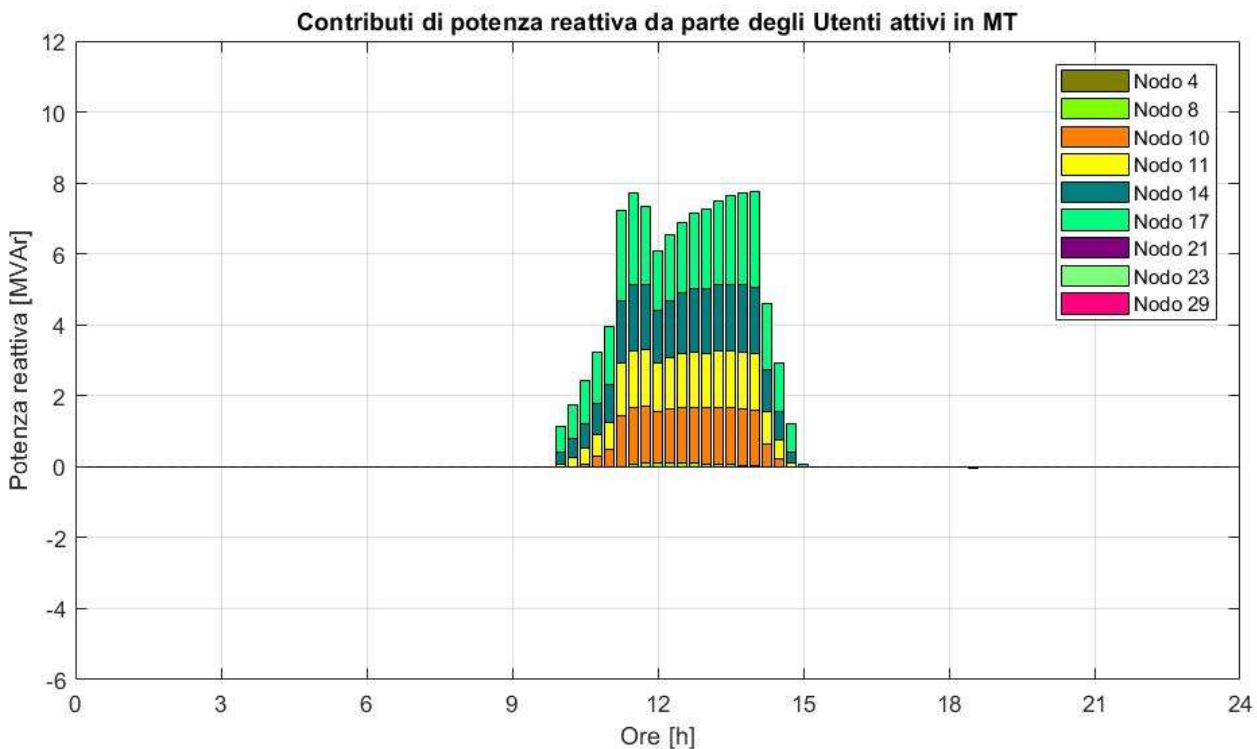


Figura 5.14 Contributi di potenza reattiva da parte degli Utenti attivi in MT con regolazione locale (Db 5%)

Come si vede in figura, la potenza reattiva erogata, nel nostro caso positiva data la convenzione assunta, diminuisce nelle ore centrali della giornata scendendo sotto gli 8 MVar totali. Per il nodo a tensione minore, il nodo 27, la regolazione locale non è in grado di riportare la tensione entro i limiti di qualità del $\pm 5\%$ (Fig. 5.13). Il generatore più vicino al nodo 27 che effettua regolazione locale è il generatore al nodo 23. La tensione in tale nodo non esce dai limiti del 5% nelle ore della mattinata e del tramonto, di conseguenza la tensione al nodo 27 scende sotto i 95 p.u. senza possibilità di regolazione. Tale comportamento è visibile anche in Figura 5.14 dove il generatore del nodo 23 non assorbe mai potenza reattiva.

I profili di tensione dei nodi rappresentativi di bassa tensione sono presentati in Figura 5.15 con le tacche dei rispettivi trasformatori OLTC che si riferiscono a questi.

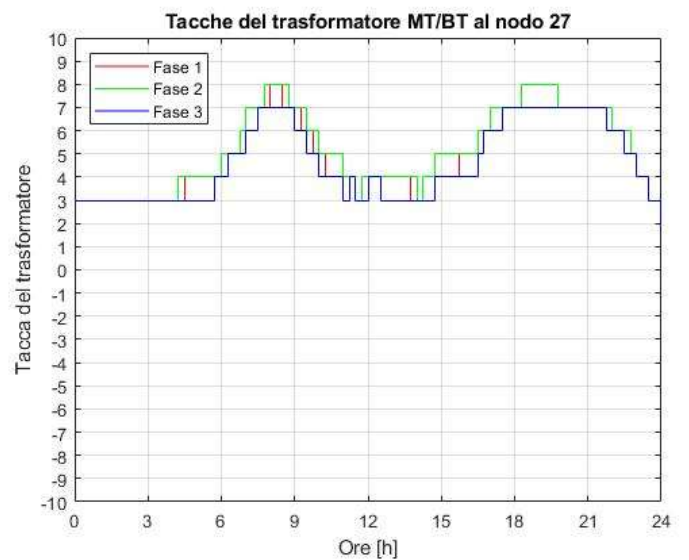
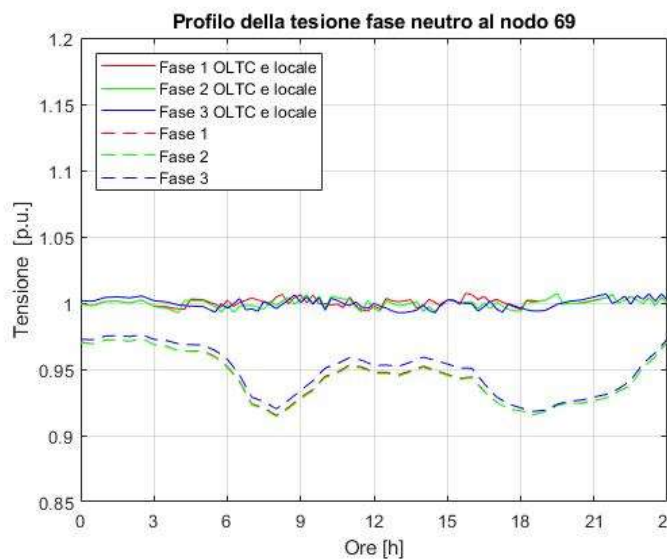
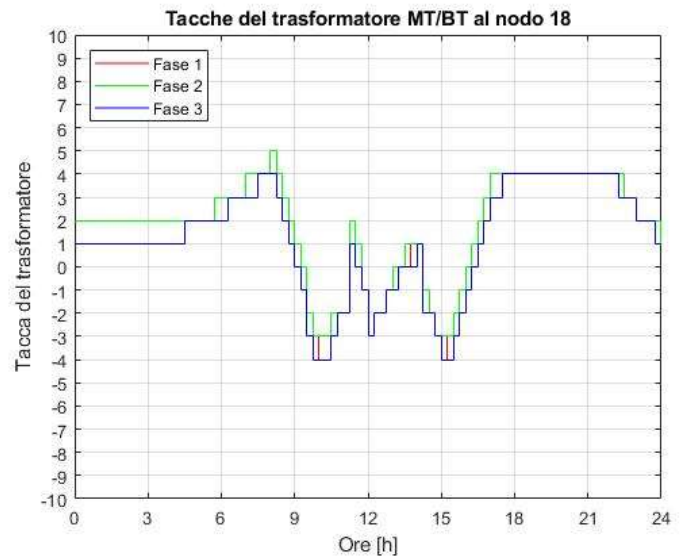
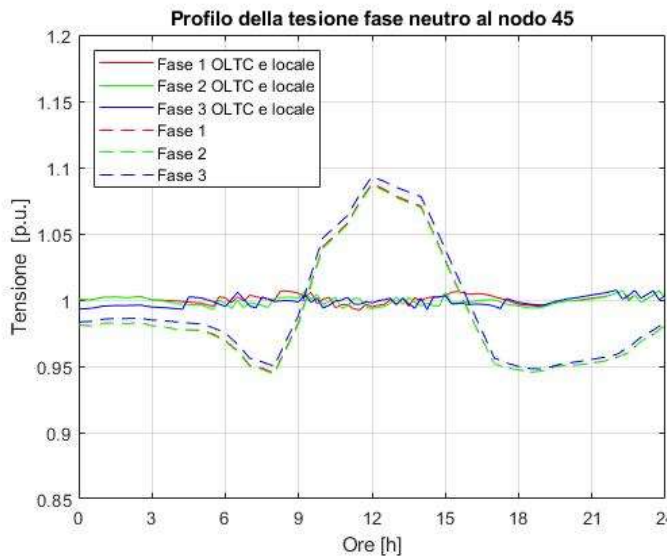


Figura 5.15 Profili di tensione ai nodi 45 e 69 con regolazione OLTC e locale e senza regolazione

Come nel caso precedente, le tensioni ai nodi 45 e 69 sono mantenute entro la deadband imposta del 1% dei trasformatori. Per ottenere questi risultati le tacche del trasformatore seguono, come nel caso precedente, l'opposto del profilo di tensione dei nodi in media tensione immediatamente a monte del trasformatore, quindi i nodi 18 e 27. Per quanto riguarda invece i nodi rappresentativi alla fine rete delle reti BT i profili di corrente sono mostrati in Figura 5.16.

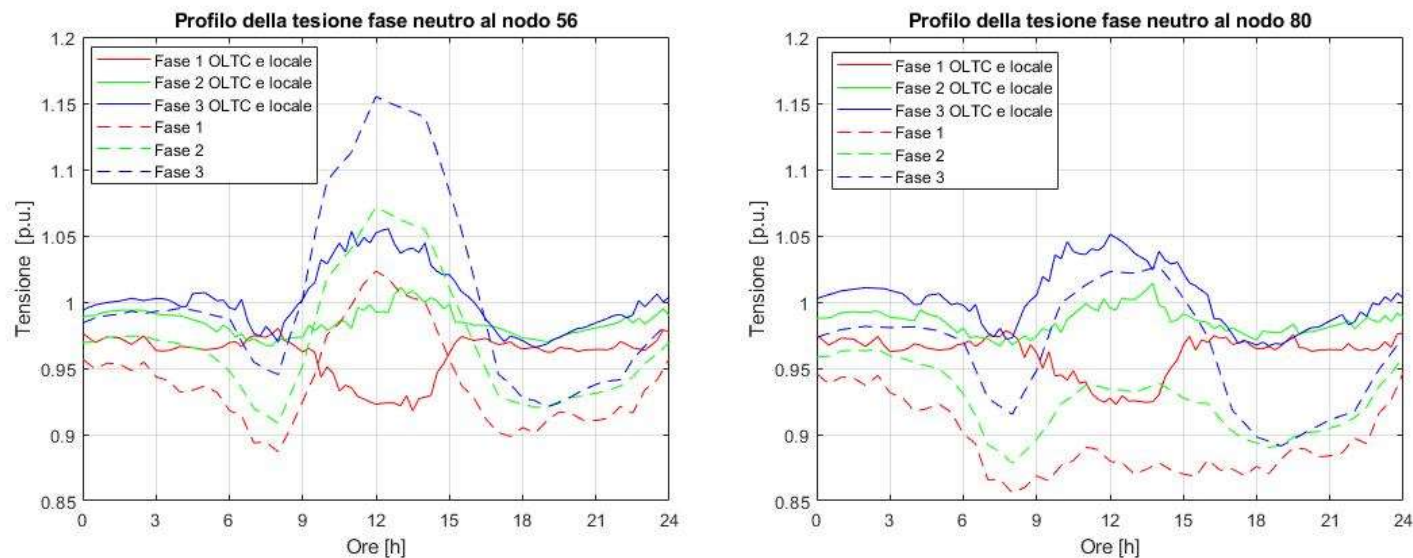


Figura 5.16 Profili di tensione ai nodi 56 e 80 con regolazione OLTC e regolazione locale (Db 5%)

Per i nodi 56 e 80 la situazione dei profili di tensione migliora sensibilmente rispetto al caso con sola regolazione OLTC nelle cabine di trasformazione. La fase 3 è ricca di impianti di generazione quindi la potenza reattiva disponibile per effettuare la regolazione è abbondante. Tale quantità di potenza permette di ottenere una tensione molto vicina all'obiettivo di qualità per il nodo 56, e uguale a 1,05 p.u. per il nodo 80. I risultati migliori si ottengono per la fase 1. Nonostante la scarsa presenza di generazione in questa fase, la regolazione locale permette di rispettare l'obiettivo di qualità per la maggior parte della giornata. Nel caso della regolazione puramente OLTC mostrata in Figura 5.8, la fase 1 risulta fuori dai limiti di qualità dalle 6:00 alle 18:00 sia per il nodo 56 che per il nodo 80 mentre grazie alla regolazione locale tale intervallo di tempo si riduce dalle 10:00 alle 14:00. Per quanto riguarda la fase 3 invece, la tensione rimane entro l'intervallo sia con regolazione solo OLTC che con regolazione locale. Il grande handicap della regolazione locale è insito nella logica stessa di tale regolazione. La decisione di regolare o meno da parte dei generatori è presa sulla base della tensione del nodo a cui sono connessi. Nei nodi in cui non sono presenti generatori, il rispetto dei limiti di qualità non è assicurato e dipende unicamente dalla topologia della rete subito adiacente. Tale mancanza non permette di ottenere i risultati sperati come nel caso del nodo 56, 80 e 27. Le potenze regolanti sono mostrate in Figura 5.14 per la media tensione e in figura 5.17 per le reti in bassa tensione connesse al nodo 18 e 80. Da ricordare come la potenza attiva operativa di generazione installata in ognuna delle reti di bassa tensione sia di 131 kW.

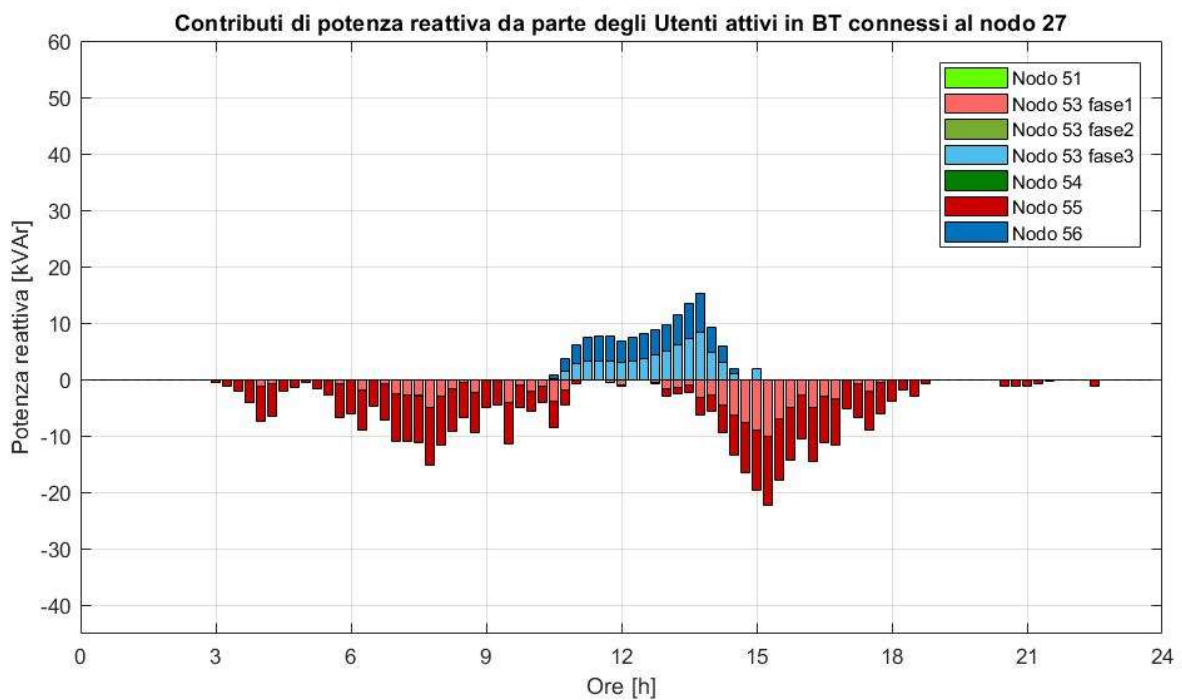
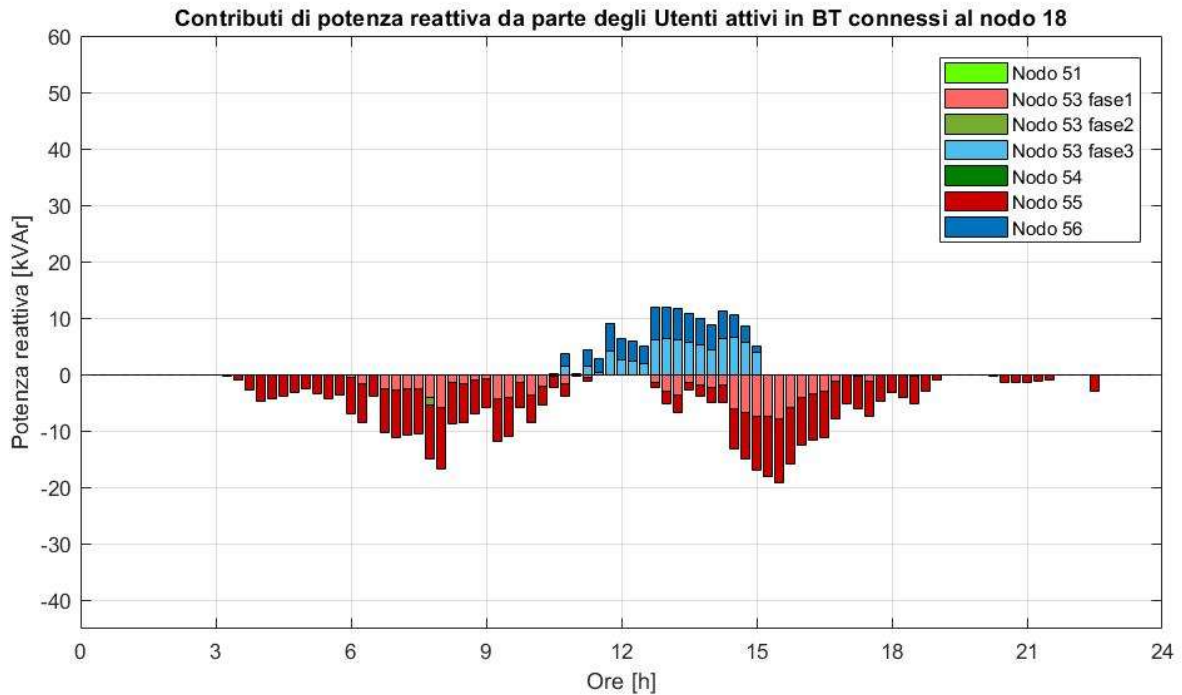


Figura 5.17 Contributi di potenza reattiva da parte degli Utenti attivi in BT delle reti connesse ai nodi 18 e 27 con regolazione locale con deadband 5%

In Figura 5.17 i contributi di potenza sono divisi per nodo e per fase. La legenda mostra i nodi che effettuano regolazione mentre i colori identificano le fasi a cui sono connessi i generatori. La fase 1 è identificata dagli apporti sulle tonalità del rosso, la fase 2 dai toni del verde mentre la fase 3 dai toni del blu. Per i contributi in media tensione tale distinzione non è stata implementata essendo tutti i generatori trifase equilibrati. Se si va ad analizzare

il grafico dei contributi per gli Utenti connessi al nodo 18, si riconosce come nonostante sia necessaria una regolazione al nodo 56 nella fase 1 (Figura 5.16) dalle 10:00 alle 14:00, il contributo dei generatori connessi alla fase 1 in tale intervallo di tempo risulta ridotto. Questo comportamento si spiega con la posizione nella rete dei generatori connessi alla fase 1. Il nodo 53 e il nodo 55 sono relativamente lontani dal nodo a fine feeder 56 e nell'intervallo centrale della giornata la loro tensione di prima fase risulta superiore a 0,95 p.u. quindi non si attiva la regolazione. Questo tuttavia affligge tutti i nodi della rete e non permette di regolare in tutti i nodi compreso il nodo 56. Stesso discorso si può applicare per il nodo 80 e la potenza associata alla rete di cui fa parte.

Infine si va a misura il grado di squilibrio presente nei nodi di media e bassa tensione. Come nei casi precedenti il VUF in media tensione non varia sensibilmente mentre il VUF nei nodi di BT peggiora fortemente (Fig. 5.18). Rispetto al caso non regolato il VUF nei nodi di media tensione peggiora leggermente dati i picchi del VUF che si propagano dalla bassa tensione.

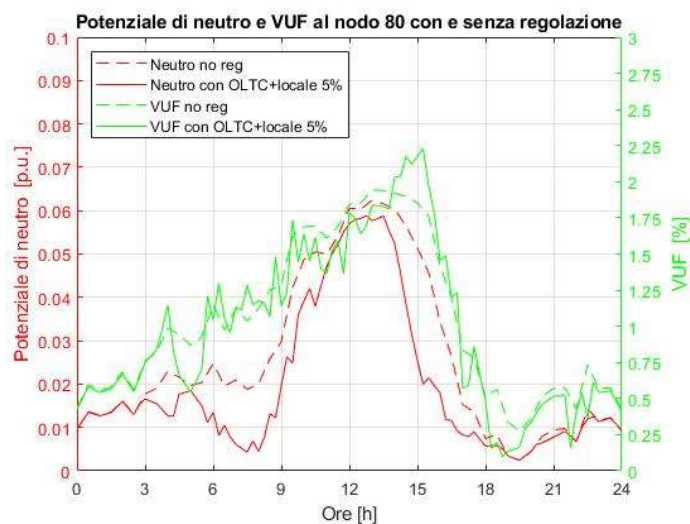
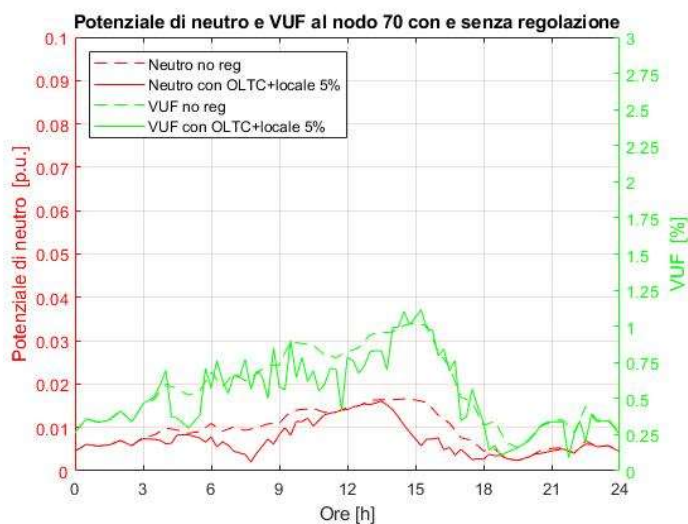
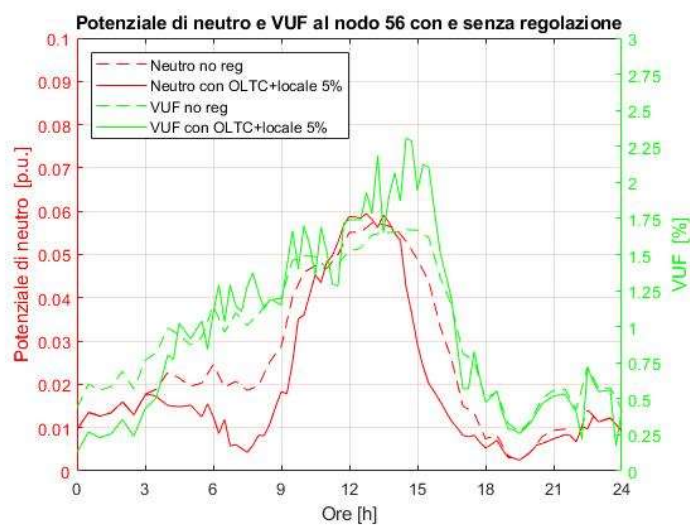
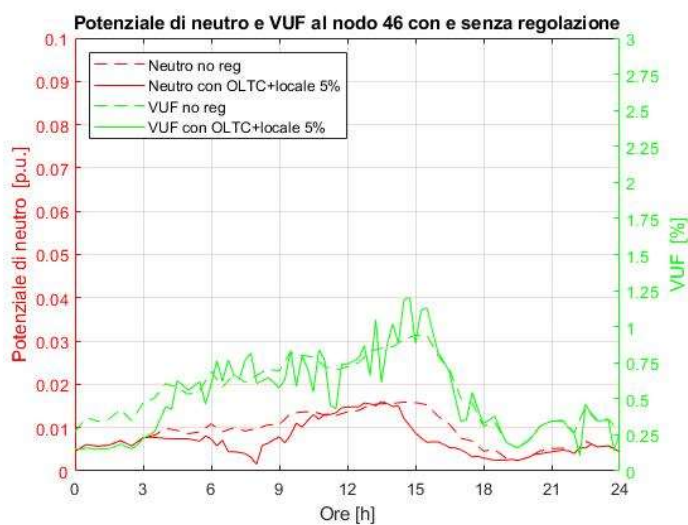
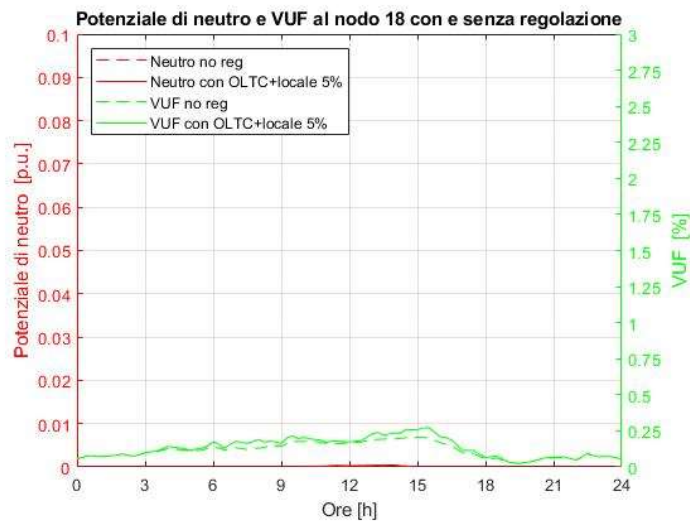
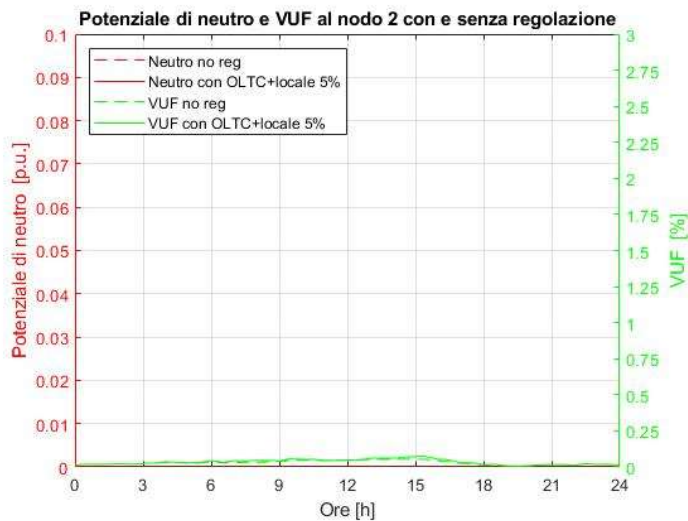


Figura 5.18 VUF e potenziale di neutro dei nodi 2, 18, 46, 56, 70 e 80 con regolazione OLTC e locale (DB 5%)

Per quanto riguarda i nodi di bassa tensione invece la situazione è molto più complessa con una serie di picchi causati dalla regolazione locale. In tutti i nodi 46, 56, 70 e 80, i

picchi massimi di VUF sono maggiori rispetto al caso non regolato, mentre dalla Tabella 22 e 23 si ricavano le variazioni di valore medio del VUF.

Tabella 20 Valori di VUF con regolazione OLTC e regolazione locale al 5%

VUF			
NODI	max	min	media
2	0,0745	0,0061	0,0343
18	0,2722	0,0244	0,1342
46	1,2009	0,1053	0,5131
56	2,3064	0,1300	0,9730
70	1,1138	0,0904	0,5246
80	2,2295	0,0988	0,9918

In Tabella 22 si notano le variazioni sui valori massimi e minimi del VUF. Con regolazione locale i picchi e buchi del VUF aumentano per i primi e diminuiscono i secondi creando dei profili molto più irregolari. Per le variazioni sul valore medio si fa invece riferimento alla Tabella 23.

Tabella 21 Variazione del VUF medio con regolazione OLTC e locale al 5% rispetto al caso non regolato

$\Delta VUF_{medio\%}$			
NODI	OLTC CP	OLTC CP e CS	OLTC e locale 5%
2	1,0169	1,6949	16,2712
18	-0,2588	-0,7765	15,7895
46	-1,1544	-25,5231	-7,4495
56	-1,7479	-17,0855	0,6309
70	-1,4670	-22,2299	-9,4581
80	-2,0873	-18,3436	-4,5979

La Tabella 23 riassume le variazioni di VUF per i tre casi fin ora studiati rispetto al caso non regolato. Si riconosce subito l'aumento del VUF per i nodi MT già ravvisato nei grafici di Figura 5.18 mentre per i nodi di bassa tensione non abbiamo un trend definito. Nella rete BT connessa al nodo 18, il VUF a fine rete aumenta leggermente a causa dei picchi verso le 15:00 mentre per la rete connessa al nodo 27 il VUF a fine rete diminuisce di un 4,5 %.

In definitiva, l'azione della regolazione locale con deadband 5% accoppiata ai trasformatori OLTC aiuta sicuramente a controllare come desiderato i profili di tensione tuttavia non è sufficiente a riportare i valori di tutti i nodi entro la banda di qualità richiesta. In particolare nel nodo 27, appartenente al feeder con concentrazione di carichi, la tensione risulta fuori dai limiti del 5% a causa della mancanza di generatori. Inoltre gli Utenti di bassa tensione non contribuiscono alla regolazione della rete MT, basando la regolazione sulle rispettive tensioni nodali. Per risolvere tali problemi si rende necessario quindi diminuire la deadband con cui si controlla la curva di intervento e il droop dei generatori per effettuare la regolazione locale. Si intuisce inoltre come, basando la regolazione sui soli moduli di tensione, si possa rischiare di peggiorare lo squilibrio di tensione.

5.3.2 Regolazione locale con deadband al 1%

Dati i risultati deludenti della regolazione locale con deadband al 5% si è proceduto ad effettuare una simulazione del power flow sulla rete di distribuzione con regolazione locale con deadband all'1%. Con tale banda morta i generatori presenti nella rete si inseriscono nel meccanismo della regolazione con fluttuazioni di tensione che superano l'1%. Rispetto al caso precedente, questo implica che gli Utenti partecipino al controllo della tensione in modo molto più rapido e a parità di tensione, intervengano mettendo in gioco potenze reattive maggiori. Un primo studio riguarda le tensioni di nodo in MT con le posizioni dei rispettivi trasformatori connessi (Figura 5.19). In questo caso la tensione al nodo 2 continua ad essere controllata dal trasformatore OLTC in cabina primaria con la deadband impostata e le tacche mostrate in figura. Rispetto al caso precedente le tacche inserite in cabina primaria sono in numero maggiore rispetto al caso precedente e ciò è da imputare alla maggior presenza di potenza reattiva in rete che nella giornata tende ad abbassare la tensione al nodo 2. Per quanto riguarda invece il nodo 18, la tensione rimane all'interno dei limiti di qualità imposti presentando comunque un picco alle 12:00. La presenza del picco si spiega, come nel caso precedente, andando a studiare i profili di generazione e riconoscendo una massiccia produzione di potenza attiva che limita la potenza reattiva regolante. Nel nodo 27, a differenza del caso precedente, il profilo di tensione è superiore a 0,95 % grazie alla potenza messa in gioco nel secondo feeder. Con una deadband della curva di intervento così ristretta, la potenza Q è molto maggiore rispetto al caso precedente ed è in grado di mantenere la tensione maggiore a 0,95 p.u. per tutti i nodi di media tensione.

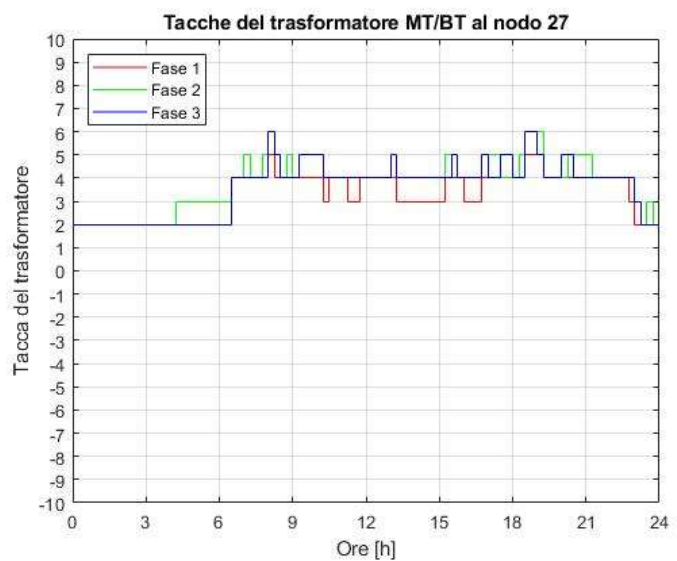
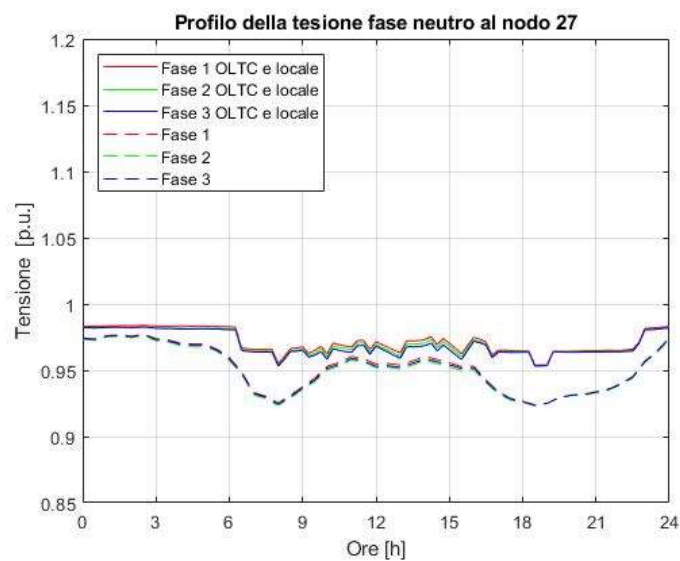
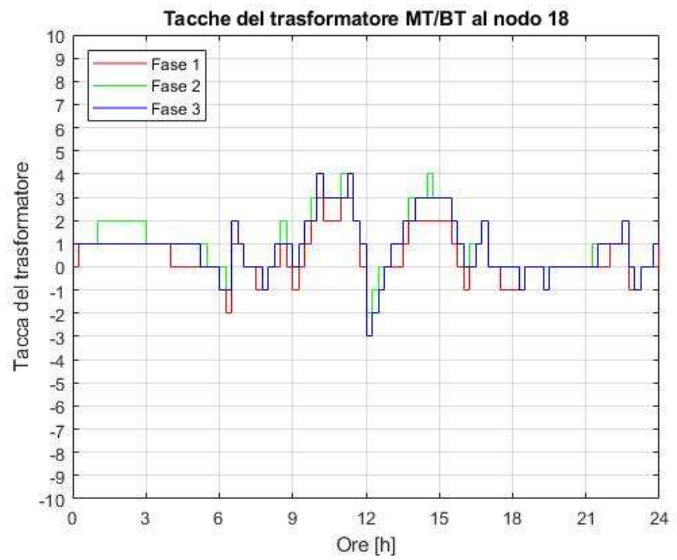
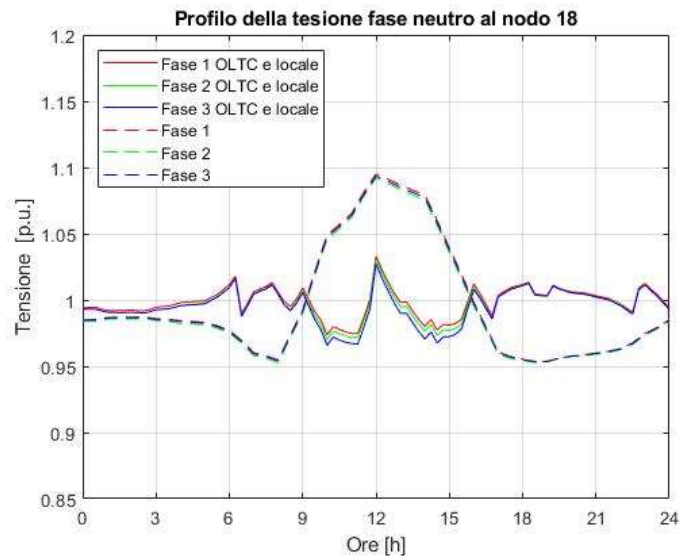
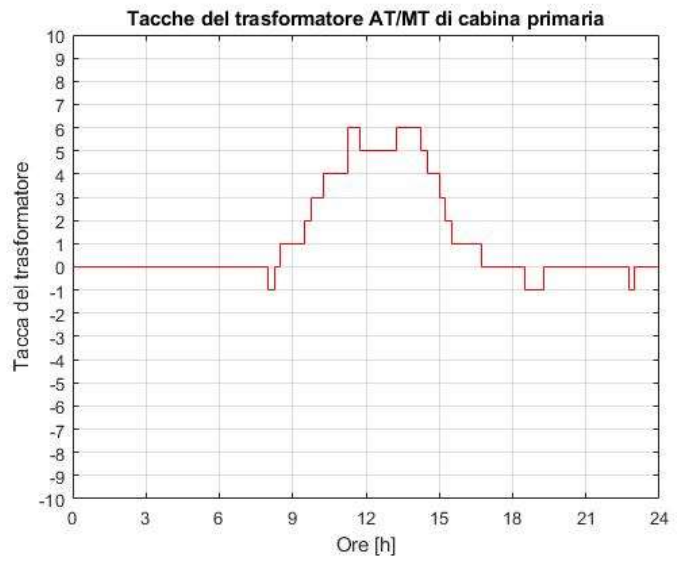
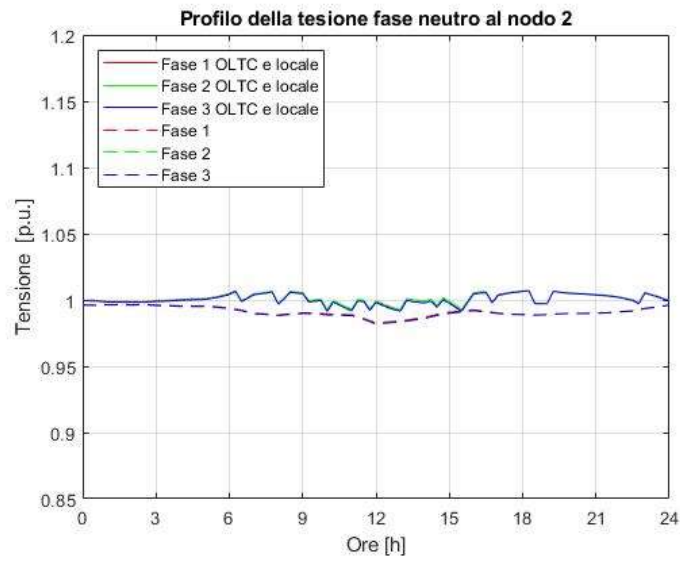


Figura 5.19 Profili di tensione al nodo 2, 18 e 27 con regolazione locale (Db 1%) e rispettive tacche del trasformatore

Per visualizzare la potenza reattiva messa in gioco dai generatori ci si riferisce alla Figura 5.20.

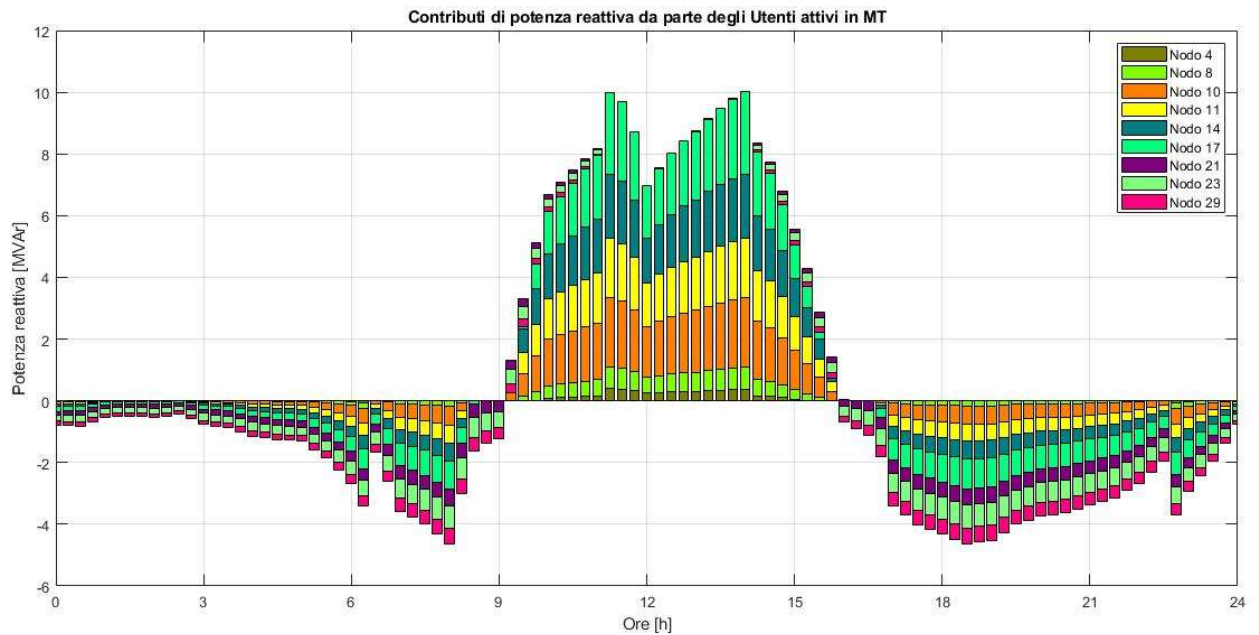


Figura 5.20 Contributi di potenza reattiva da parte degli Utenti attivi in MT con regolazione locale (Db 1%)

Rispetto al caso precedente, i generatori sono molto più coinvolti nella regolazione. In tutto il corso della giornata sono presenti fluttuazioni di tensione oltre il limite di deadband dell'1%, quindi la maggior parte dei generatori partecipa alla regolazione sia aumentando la tensione (dalle 0:00 alle 9:00 e dalle 16:00 alle 24:00) sia diminuendola (dalle 9:00 alle 16:00).

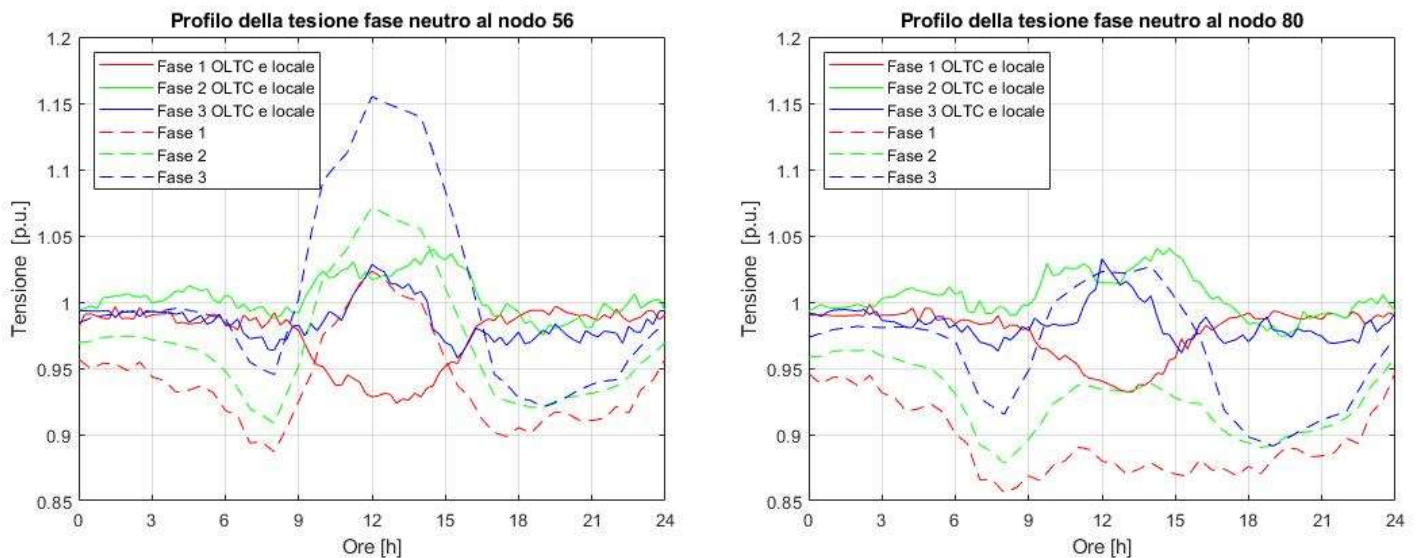


Figura 5.21 Profili di tensione ai nodi 56 e 80 con regolazione OLTC e regolazione locale (Db 1%)

Nel primo caso la potenza reattiva viene assorbita mentre nel secondo viene erogata con un picco massimo di 10 MVAR, contro un picco di meno di 8 MVAR nel caso di deadband del 5%. I profili di tensione dei nodi caratteristici BT sono mostrati in Figura 5.21.

Nonostante un maggior coinvolgimento dei generatori nella regolazione locale i profili di tensione ai nodi finali delle reti di bassa tensione non cambiano sensibilmente. Specialmente la fase 1 nelle ore centrali della giornata rimane sotto il limite di 0,95 p.u. mentre la fase 2, nonostante rimanga entro i limiti, peggiora toccando i 1,04 p.u.. Data la significativa azione dei generatori, l'effetto della produzione di potenza attiva sulla potenza reattiva disponibile è più marcato rispetto al caso con deadband al 1% (Figura 5.22).

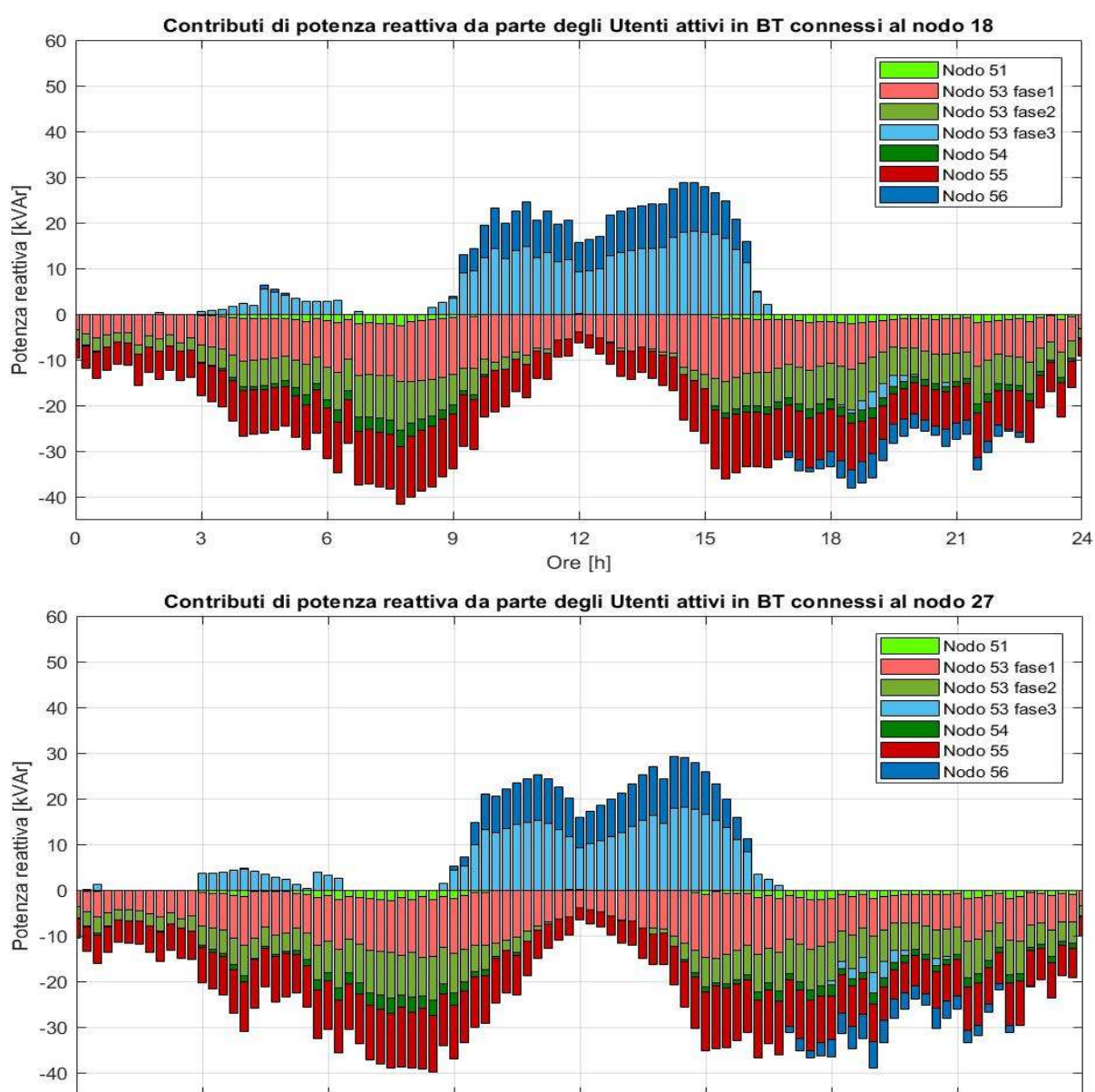


Figura 5.22 Contributi di potenza reattiva da parte degli Utenti attivi in BT delle reti connesse ai nodi 18 e 27 con regolazione locale con deadband 1%

Nel caso precedente (Figura 5.17) la regolazione alla fase 1 si azzerava totalmente nelle ore centrali della giornata, data la grande deadband, mentre in questo caso la regolazione locale sulla fase 1 avviene anche alle 12:00 nonostante la grande produzione attiva. Questo è possibile poiché la taglia di ogni generatore presente in rete, sia sulla MT che sulla BT, è stata ipotizzata maggiore della potenza attiva nominale di un fattore 10%. La diminuzione di potenza reattiva disponibile affligge sia la potenza erogata nella fase 3 (toni del blu) sia la potenza assorbita nelle fasi 1 e 2 (toni del rosso e del verde rispettivamente). Per quanto riguarda i valori assoluti di potenza, questi sono sostanzialmente raddoppiati in confronto al caso prima discusso, con picchi di erogazione di 30 kVAr e picchi di assorbimento di 40 kVAr. Questa grande partecipazione alla regolazione locale ha un contraccolpo sullo squilibrio delle tensioni che si studia dai grafici del VUF in Figura 5.23 e 5.24.

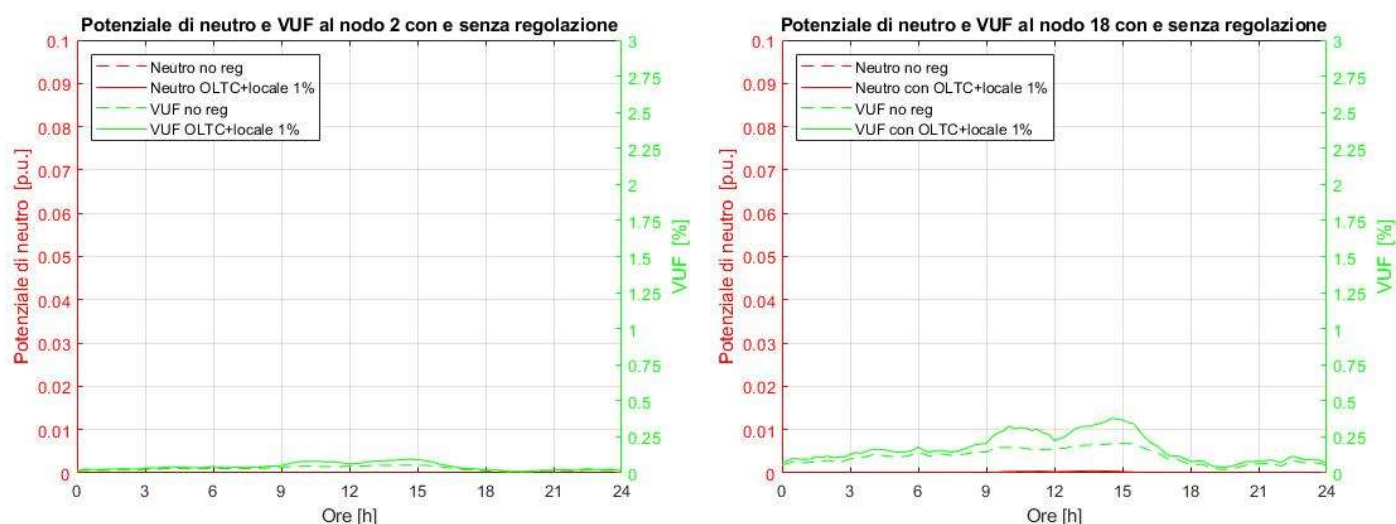


Figura 5.23 Profili di tensione ai nodi 2 e 18 con regolazione OLTC e locale e senza regolazione

I due nodi caratteristici di media tensione, nodo 2 e 18, presentano uno sbilanciamento delle tensioni contenuto grazie alla presenza degli Utenti trifase di potenza considerevole. Nonostante il VUF sia contenuto, al nodo 18, in percentuale cresce considerevolmente come si vedrà in Tabella 25. Questo comportamento è indice di come il VUF aumenti considerevolmente nelle reti di bassa tensione e di come tale squilibrio si propaghi alla rete di distribuzione a 20 kV. Il VUF e il potenziale di neutro dei nodi caratteristici in bassa tensione sono mostrati in figura 5.24.

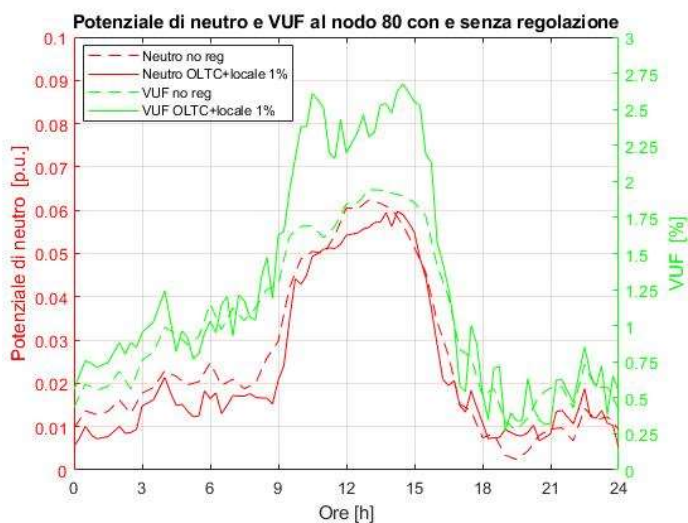
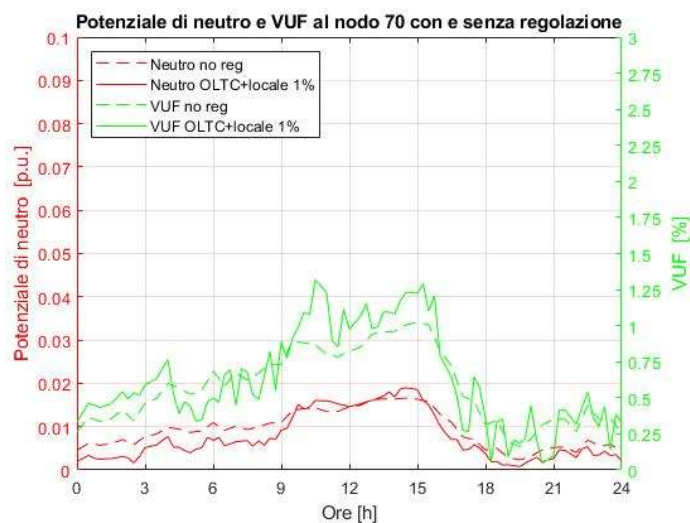
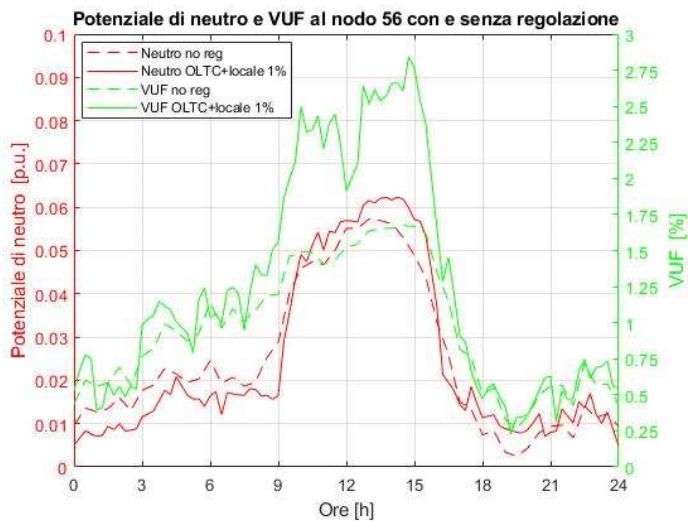
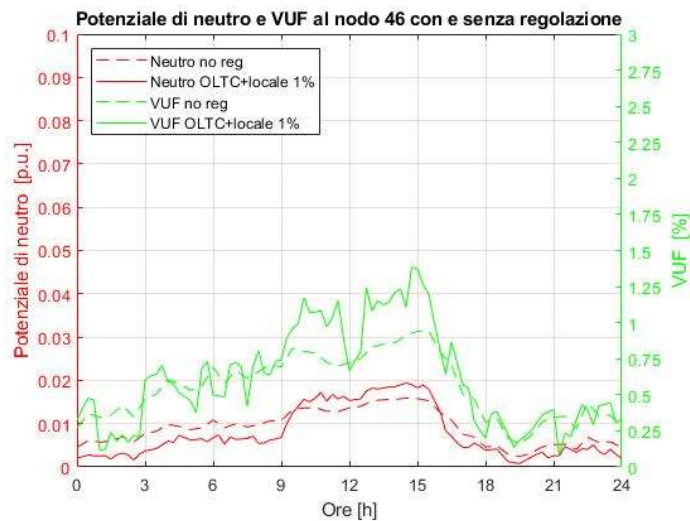


Figura 5.24 VUF e potenziale di neutro dei nodi 46, 56, 70 e 80 con regolazione OLTC e locale (Db 1%)

Dai grafici in Figura 5.24 risulta che lo squilibrio tra fase diretta e inversa è particolarmente affetto dalla regolazione locale. Specialmente nelle ore centrali della giornata il VUF raggiunge picchi che superano il 2,75% come si vede dalla Tabella 24.

Tabella 22 Valori di VUF con regolazione OLTC e regolazione locale al 1%

VUF [%]			
NODI	max	min	media
2	0,0940	0,0096	0,0434
18	0,3781	0,0378	0,1718
46	1,3861	0,0847	0,6163
56	2,8416	0,2283	1,2486
70	1,3172	0,0462	0,6276
80	2,6738	0,2697	1,2490

Tabella 23 Variazione del VUF medio con regolazione OLTC e locale al 1% rispetto al caso non regolato

ΔVUF_{medio} [%]		
NODI	OLTC e locale 5%	OLTC e locale 1%
2	16,2712	47,1186
18	15,7895	48,2312
46	-7,4495	11,1652
56	0,6309	29,1343
70	-9,4581	8,3190
80	-4,5979	20,1424

Rispetto al caso non regolato, l'aumento del VUF medio causato dalla regolazione locale con deadband 1%, si attesta intorno al 50 % per i nodi di media tensione mentre per i nodi di bassa tensione si parte da un 10% di aumento per i nodi di inizio rete fino ad un aumento del 20/30% per i nodi di fine feeder. Il nodo con il peggioramento più marcato è il nodo 56 che presenta un aumento del VUF medio del 29% e un picco alle 2:45 che vale 2,84%. Tale squilibrio è imputabile alla potenza reattiva iniettata dai generatori che modifica sostanzialmente le tensioni di fase dei nodi e causa uno sbilanciamento nonostante il miglioramento dei valori assoluti di tensione.

In definitiva questo metodo di regolazione permette di rispettare i limiti di qualità imposti del 0,95 p.u. e 1,05 p.u. in media tensione e permette di rimanere entro i limiti di lavoro imposti dalla norma, 0,9 p.u. – 1,1 p.u., per i nodi di bassa tensione. Gli svantaggi maggiori che caratterizzano tale metodo sono la mancanza di coordinazione da parte degli Utenti di bassa e media tensione, e l'aumento considerevole del VUF. Il primo problema

consiste nell'assenza di comunicazione tra i regolatori i quali regolano unicamente in base alla propria tensione di nodo. Non essendoci scambio di informazioni, si possono verificare situazioni come quella di nodo 56 e 80 dove la tensione non rientra entro i 0,95 p.u. nonostante la presenza di generatori nella rete BT. L'assenza dello scambio di informazioni, si ripercuote anche sulla tensione in media. Con un sistema centralizzato è possibile sfruttare la potenza reattiva in bassa tensione per aiutare la regolazione della media effettuando un coordinamento tra i due livelli di tensione. In questo caso gli Utenti BT regolano unicamente la tensione del nodo a cui sono connessi quindi il contributo di potenza attiva che si propaga in media non è controllato bensì dipende dalla topologia delle reti BT connesse. I profili di tensione e i grafici ottenuti in questa sezione saranno di confronto per i risultati ottenuti con il metodo delle aree e il controllo coordinato.

5.4 Risultati con il controllo coordinato tramite criterio delle aree

Per coordinare le azioni di regolazione dell'intera rete di distribuzione in BT e MT, si utilizza il cosiddetto metodo delle aree. Tale metodo, spiegato in dettaglio nella sezione 2.5 sfrutta la divisione della rete in aree di gestione che permettono un controllo razionale e coordinato della tensione e delle correnti passanti nelle linee. Le aree, che possono essere di corrente e tensione, permettono di coinvolgere i nodi BT nella regolazione della tensione nei nodi MT. Uscendo quindi dalla logica locale della regolazione fin ora implementata. Questo permette l'implementazione di una logica di mercato nel processo di controllo delle congestioni e delle tensioni. Infatti, il gestore centrale, conoscendo gli obiettivi da centrare, può interrogare gli Utenti e richiedere ad un dato prezzo una quota di potenza, attiva o reattiva, per effettuare la regolazione. I parametri principali da assegnare per effettuare questo tipo di regolazione sono:

- il raggio elettrico;
- la soglia di tensione;
- il token di potenza;
- limite di carico della linea.

I primi due parametri servono per definire le aree di tensione dove il primo si basa sulla topologia della rete mentre il secondo sulle condizioni di esercizio della stessa. Nella

simulazione il raggio elettrico impostato è di 0,5 (il valore è razionalizzato rispetto alla massima distanza elettrica rispetto al nodo in questione) e soglia di tensione impostata al 5%. In questo modo si ottengono aree adeguate per la regolazione della nostra rete. Il token di potenza ammissibile è di 100 kW e assicura la correttezza del processo economico alla base del metodo di regolazione. In questo caso, per semplicità, il prezzo a cui gli Utenti forniscono la potenza attiva è costante e uguale per tutti i soggetti, mentre la potenza reattiva ha prezzo uguale a zero poiché è considerata servizio di rete obbligatorio. Infine il carico di linea rappresenta la percentuale dell'ampacity oltre il quale si ha il fenomeno della congestione in una linea. In questo caso il limite di carico è stato impostato al 100%, quindi si ha congestione con il superamento della ampacity nominale.

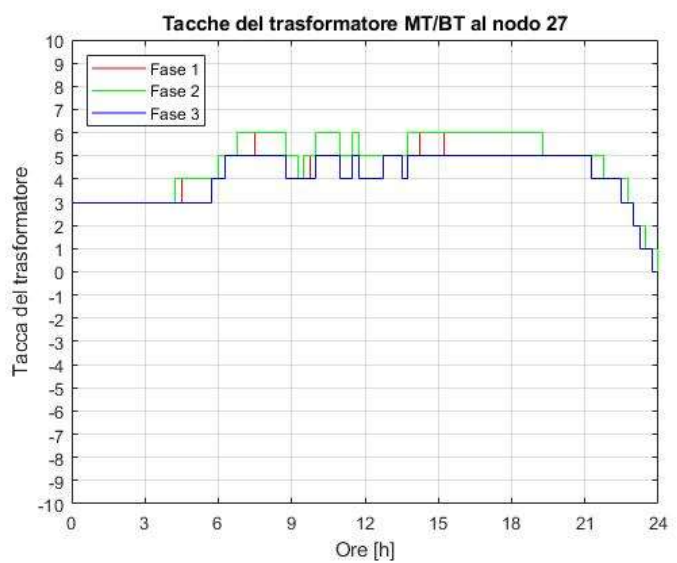
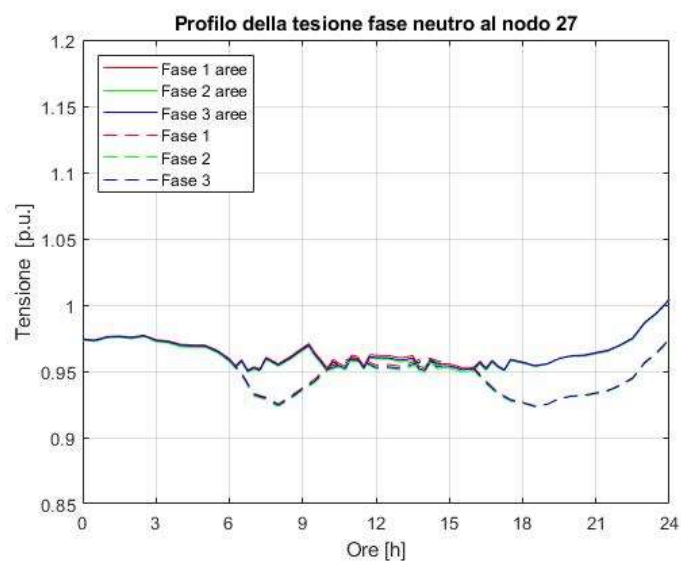
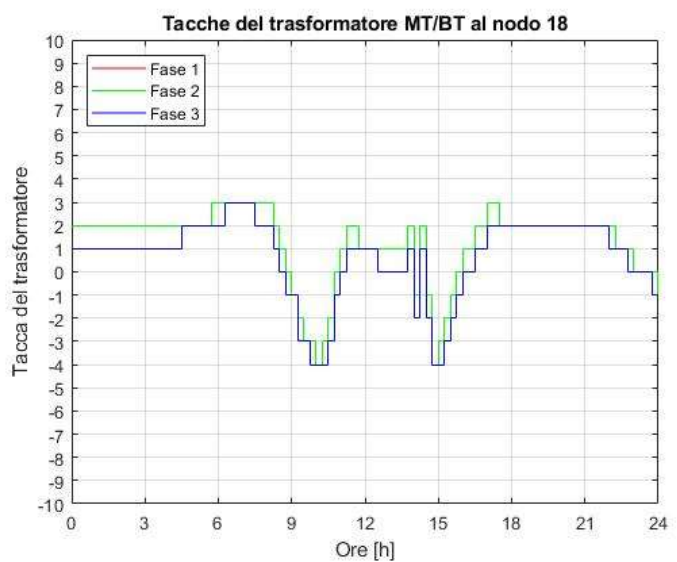
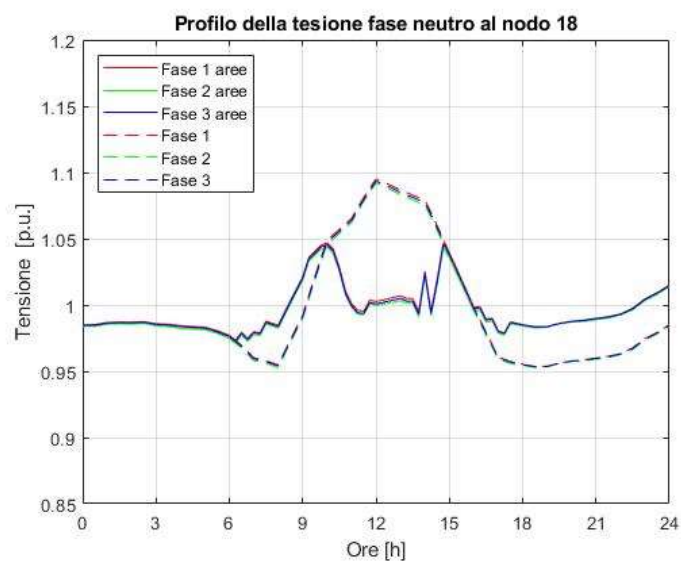
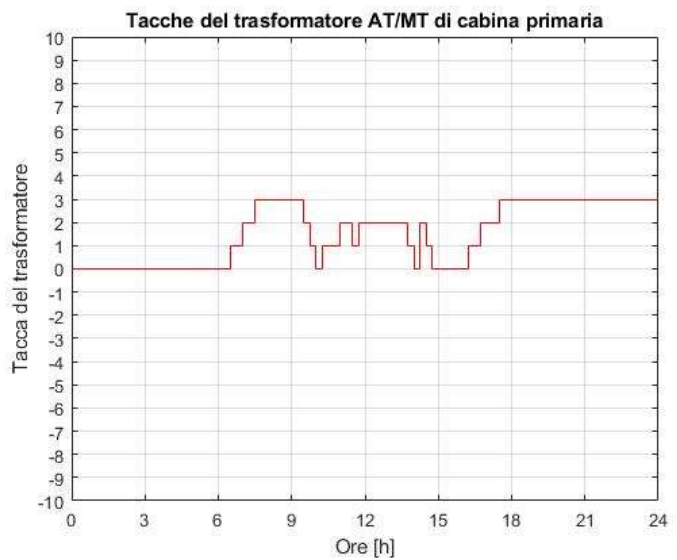
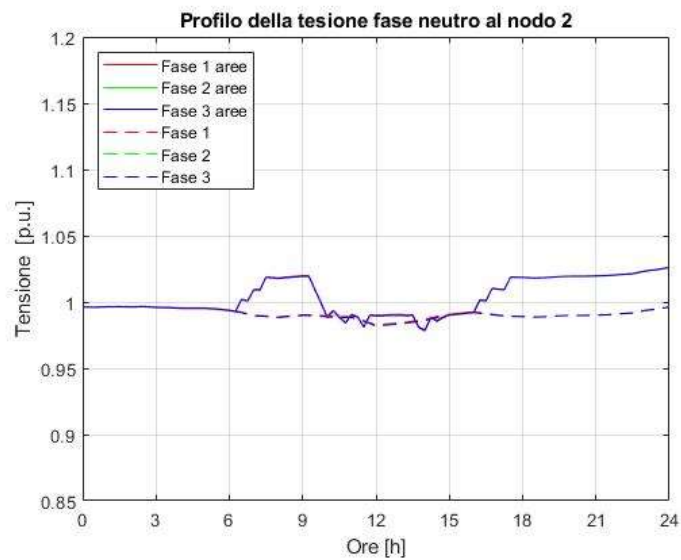


Figura 5.25 Profili di tensione al nodo 2, 18 e 27 con regolazione con il criterio delle aree e rispettive tacche del trasformatore

Come prima analisi si vanno ad esaminare i profili di tensione dei nodi caratteristici di media tensione, cioè il nodo 2, 18 e 27 con i rispettivi grafici delle tacche dei trasformatori connessi (Figura 2.25). La tensione al nodo 2 riflette l'andamento delle tacche del trasformatore di cabina primaria e in generale la logica dietro il controllo di tale generatore. Nelle ore mattiniere e serali la tensione nella rete di media tensione si abbassa notevolmente a causa della richiesta di potenza dei generatori e la non produzione da parte dei generatori. Questo spinge il trasformatore OLTC in cabina primaria ad alzare le tacche in modo da aumentare la tensione al nodo 2. Nelle ore centrali della giornata invece ci si aspetta che il trasformatore, mediando tra due valori estremi, non si muova dalla tacca iniziale. Tale comportamento si vede a partire dalle ore 9:30; da questo istante le tacche cominciano a scendere per raggiungere il valore zero, tuttavia la successiva presenza di regolazione spinge ancora una volta il trasformatore ad aumentare le proprie tacche. L'efficacia della regolazione è evidente dai grafici della tensione ai nodi 18 e 27. In entrambi i casi la tensione è mantenuta entro i limiti di qualità del 0,95 p.u. e 1,05 p.u., anzi le sovratensioni sono portate addirittura nella parte centrale della giornata ad un valore vicino a 1 p.u.. Come nei casi precedenti le tacche dei trasformatori di cabina secondaria seguono un andamento opposto rispetto alle tensioni della loro sbarra primaria e puntano a compensare le tensioni fuori dalla loro deadband per il nodo in sbarra secondaria. Nonostante in MT le tensioni siano dentro i limiti imposti, ciò non implica che in bassa tensione la situazione sia risolta come mostra Figura 5.26.

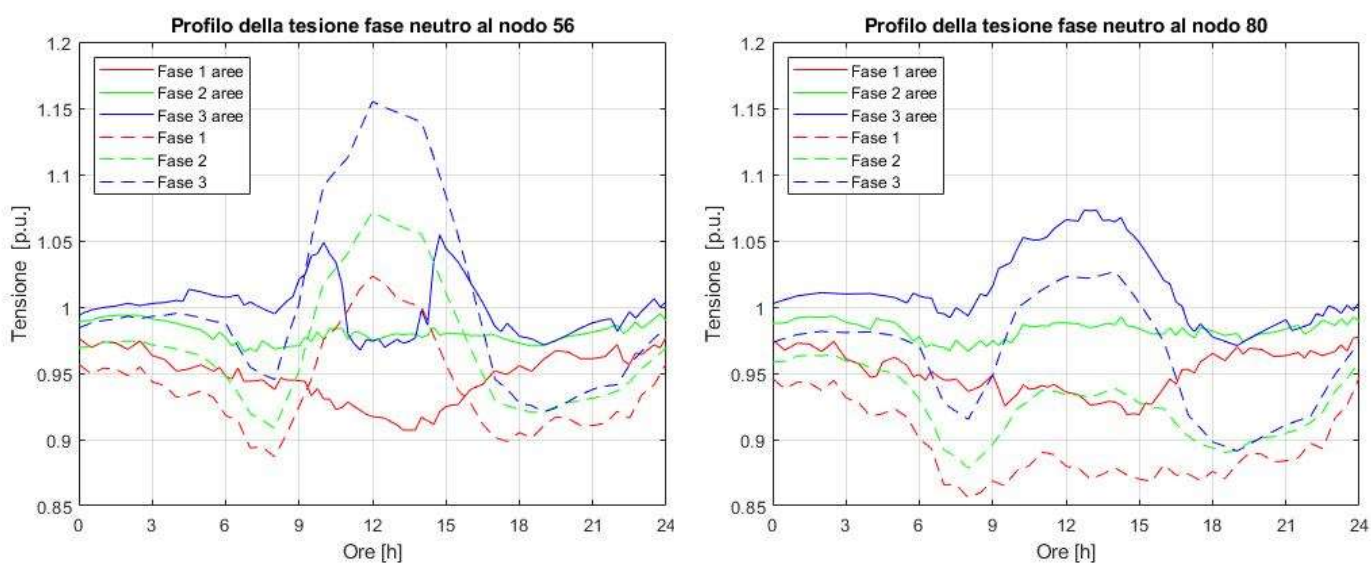


Figura 5.26 Profili di tensione ai nodi 56 e 80 con regolazione con il criterio delle aree

I nodi caratteristici di bassa tensione 56 e 80 fin ora studiati, presentano una tensione fuori dai limiti di qualità imposti. Questo si spiega con la logica di controllo assunta in questo lavoro di tesi. L'obiettivo principale è quello di sfruttare le reti di bassa tensione per effettuare regolazione nei nodi di media tensione e far partecipare i nodi di bassa tensione al mercato del dispacciamento. Questo coinvolgimento causa una tensione fuori dai limiti per i nodi implicati nella regolazione (nodo 56) e previene una regolazione nei nodi che ne necessiterebbero (nodo 80). Il nodo 56 fa parte di una rete BT coinvolta nella regolazione di tensione e congestione quindi la sua tensione cala vistosamente a causa dell'iniezione di potenza reattiva richiesta e del "generation curtailment" effettuato per la congestione. Invece la rete BT a cui appartiene il nodo 18 non è interessata da fenomeni di taglio della potenza attiva o di richiesta di potenza reattiva quindi la tensione di questi nodi rimane inalterata nonostante sia fuori dai limiti di qualità. Andando a studiare le potenze attive e reattive messe in gioco durante la regolazione si comprende più facilmente il comportamento della rete.

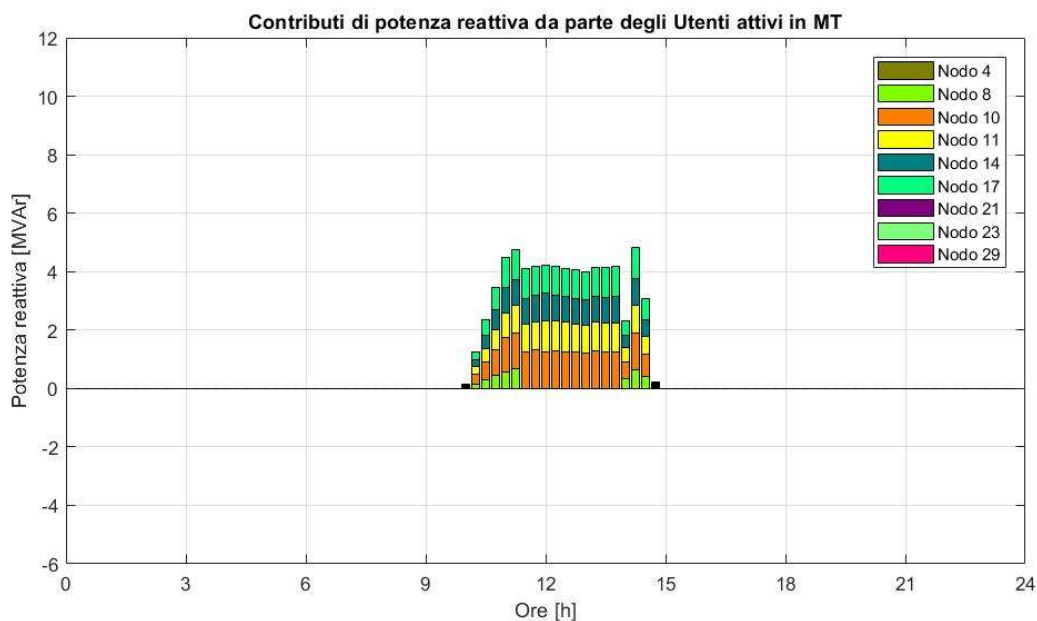


Figura 5.27 Contributi di potenza reattiva da parte degli Utenti attivi in MT con regolazione con il criterio delle aree

Dai contributi di potenza degli Utenti MT è chiaro come la potenza reattiva messa in gioco sia presente unicamente nel feeder 1 che si trova tra i nodi 2 e 18. Il contributo di potenza reattiva richiesto è nettamente inferiore rispetto al contributo richiesto con la regolazione locale con un picco massimo di 4,811 MVar a fronte di un picco massimo richiesto di 10 MVar per la regolazione locale con deadband all'1%. Tale diminuzione di potenza richiesta è da imputarsi alla divisione in aree di gestione che permette un uso molto

più efficiente e razionale delle Q. Questo rappresenta uno dei vantaggi maggiori della suddivisione in aree, invece di tentare una regolazione di tutti i nodi della rete con l'iniezione di grandi potenze reattive, la ripartizione in aree permette di riconoscere i nodi pilota e assicura di rispettare i vincoli imposti in tutta la rete una volta che tali vincoli siano rispettati nei nodi pilota. Alla regolazione partecipano anche eventuali reti BT che sono connesse con il trasformatore di CS ad un nodo appartenente all'area coinvolta. Questo è il caso della rete connessa al nodo 15 e 18 come si vede in Figura 5.28.

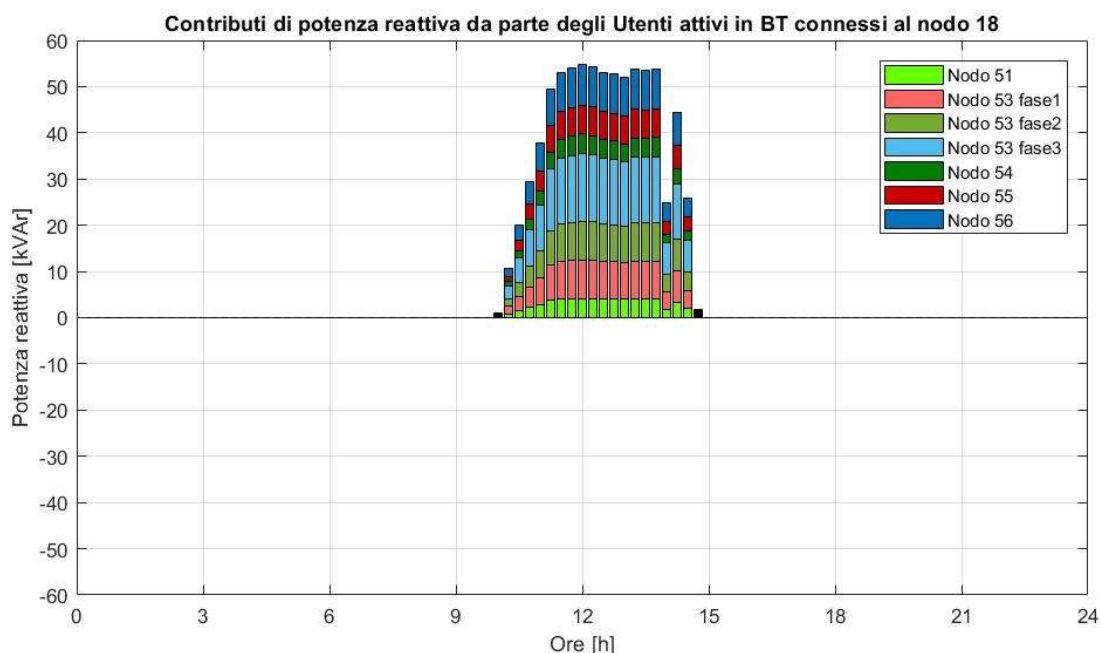


Figura 5.28 Contributi di potenza reattiva da parte degli Utenti attivi in BT delle reti connesse al nodo 18 con regolazione con il criterio delle aree

I contributi dati dalla rete connessa al nodo 15 sono uguali ai contributi in Figura 5.28 che si riferiscono al nodo 18 poiché appartengono entrambi alla stessa area di regolazione e sono interrogati entrambi con lo stesso obiettivo di tensione. Dalla Figura si capisce immediatamente come la rete in BT lavori unicamente a favore della rete in MT. Le potenze reattive sono in questo caso solo erogate e puntano ad abbassare la tensione ai nodi a 20 kV a monte della rete. Avendo utilizzato una capability semicircolare con la medesima curva di droop per tutti i generatori BT, i generatori con taglia maggiore daranno un contributo maggiore rispetto ai generatori di taglia inferiore. Questo si vede evidentemente dalla Figura 5.28. Le potenze sui toni del blu (fase 3) sono maggiori rispetto alle potenze erogate in fase 1 e 2 e da sole compongono il 42,75% della totale potenza reattiva iniettata. Questo si riflette in un crollo della tensione in questa fase nelle ore in cui la potenza è

richiesta, mentre la potenza reattiva iniettata in fase 1 rappresenta il 26,72% e quella iniettata in fase 2 rappresenta il 30,53%. Il vistoso crollo della tensione alla fase 3 nel nodo 56 è anche dato dalla presenza di un generatore connesso alla fase 3 proprio di tal nodo. L'iniezione diretta di potenza reattiva quindi ha influenza massima e si ripercuote sul profilo di tensione. Discorso simile vale per il nodo 54, essendo relativamente vicino al nodo 56 e presentando un generatore connesso alla fase 1, questo influenza la tensione della fase 1 abbassandola fino a valori vicini a 0,9 p.u..

Per il controllo delle congestioni si va ad effettuare un "generation curtailment" o aumento delle potenze attive in base al verso della congestione. Per assicurare una disponibilità di potenza attiva in caso di richiesta di aumento, è stata impostata una taglia 1,1 volte la potenza operativa nominale dell'impianto. Nel nostro caso la congestione ha verso puramente verso monte ed è causata dalla generazione massiccia nelle ore centrali della giornata. Per visualizzare la congestione si è presa una linea rappresentativa della rete: la linea prescelta è quella tra i nodi 2 e 3 che raccoglie i contributi di tutti i generatori del primo feeder (Figura 5.29).

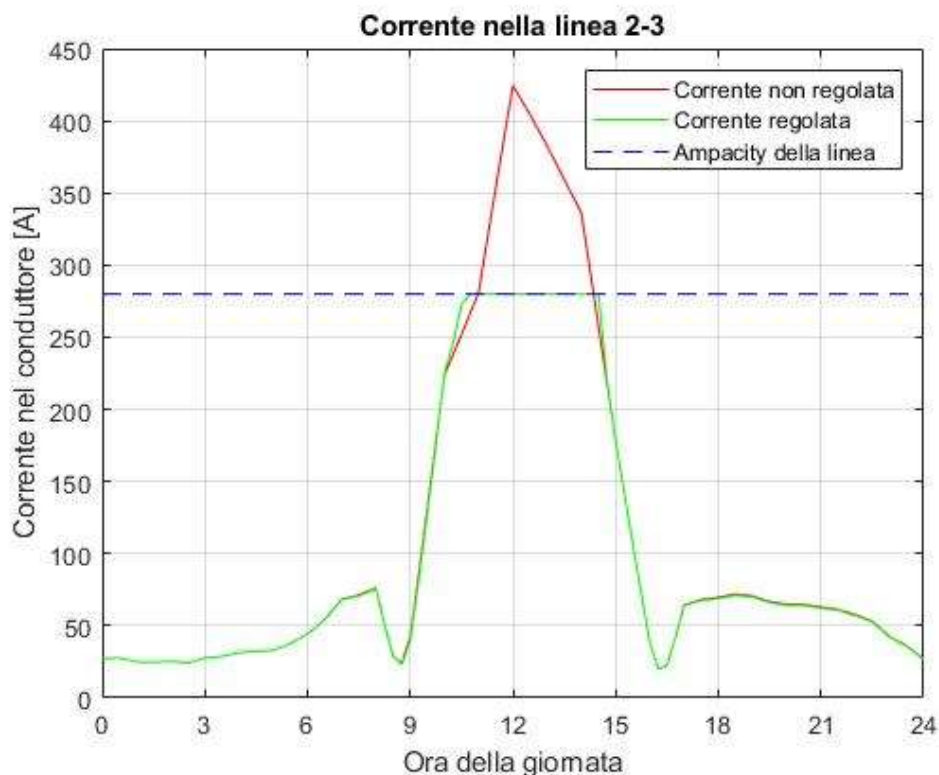


Figura 5.29 Corrente delle linea 1 (nodi 2 -3) prima e dopo la risoluzione delle congestioni

Dato il verso della congestione l'unica azione possibile è la diminuzione della potenza attiva erogata dai generatori sia di media che di bassa tensione. Come si vede da Figura

5.29, l'azione di regolazione ha avuto successo ed ha abbassato la corrente nella linea più stressata entro valori accettabili per la sicurezza dell'esercizio. Nella figura è stata mostrata la sola corrente di fase 1 per chiarezza grafica poiché le correnti in media tensione sono poco sbilanciate tra loro. Le potenze messe in gioco dagli Utenti MT per la regolazione sono mostrate in Figura 5.30.

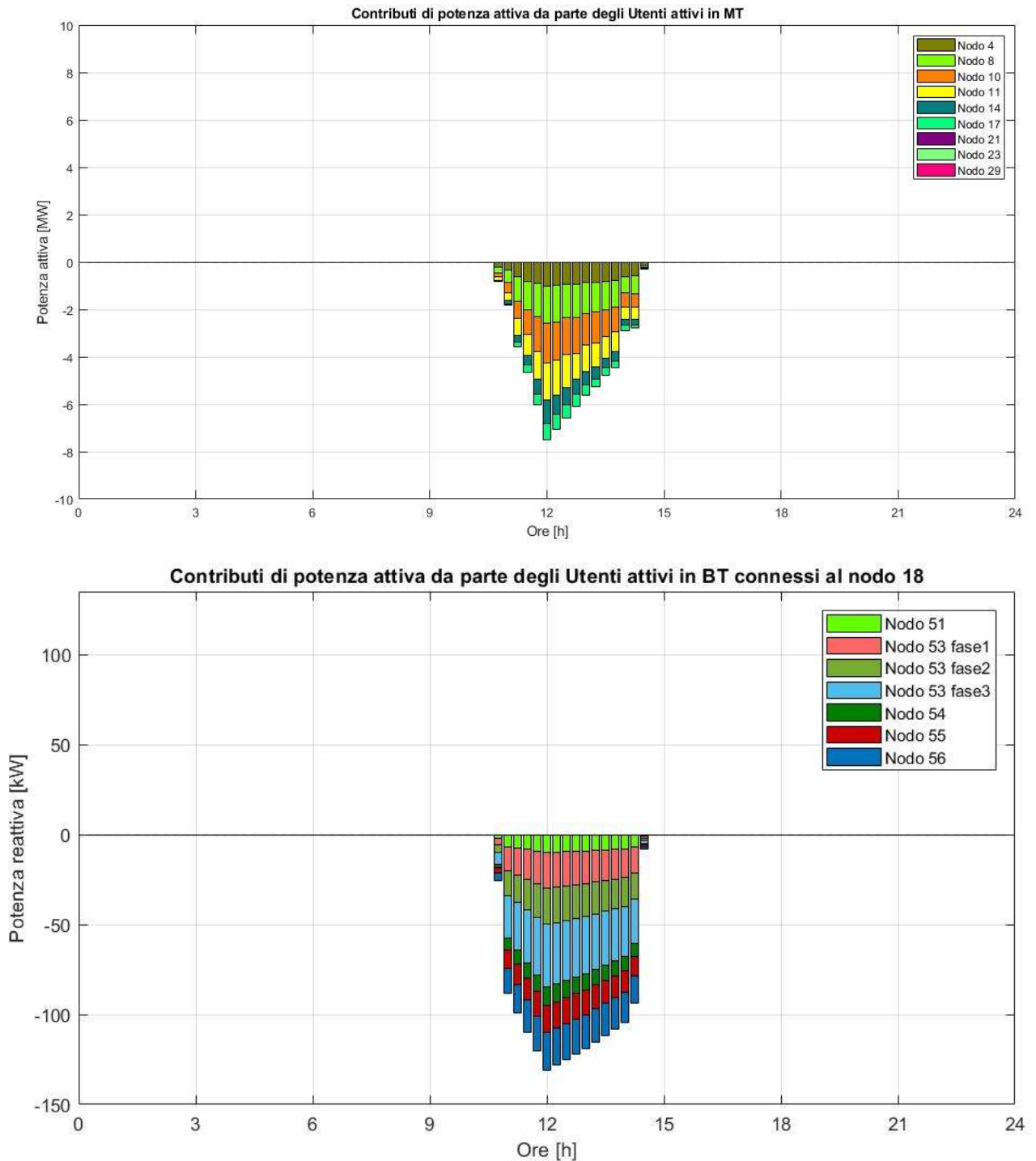


Figura 5.30 Contributi di potenza attiva da parte degli Utenti attivi in MT con regolazione con il criterio delle aree

Nella simulazione il prezzo per la remunerazione della potenza attiva è uguale per tutti i generatori, quindi i generatori di media e bassa tensione hanno stessa priorità nello script. Come previsto nelle ore centrali della giornata i generatori tagliano la loro potenza per venire incontro alle richieste della rete.

Un dato importante da evidenziare è il taglio di potenza attiva effettuata dalle reti di bassa tensione connesse al feeder 1. Le contingenze richiedono che dalle 11:00 alle 14:15, i generatori connessi in bassa tensione siano spenti per permettere una soluzione delle congestioni. La potenza nominale di generazione installata sulle tre fasi equivale a 131 kW e alle ore 12:00 tale potenza viene totalmente tagliata fuori dalla rete. Questa esclusione di generazione è concausa della forte diminuzione di tensione vista nella Figura 5.26 al nodo 56, specialmente al nodo 3 che presenta la fetta di generazione maggiore tra le tre fasi.

L'ultimo parametro da analizzare è lo squilibrio delle tensioni che interessa la rete e il potenziale di neutro. Il VUF dei nodi di media tensione (Figura 5.31) non risente della regolazione per aree, anzi nel nodo 18, che è connesso ad una rete BT che effettua regolazione, il VUF viene migliorato.

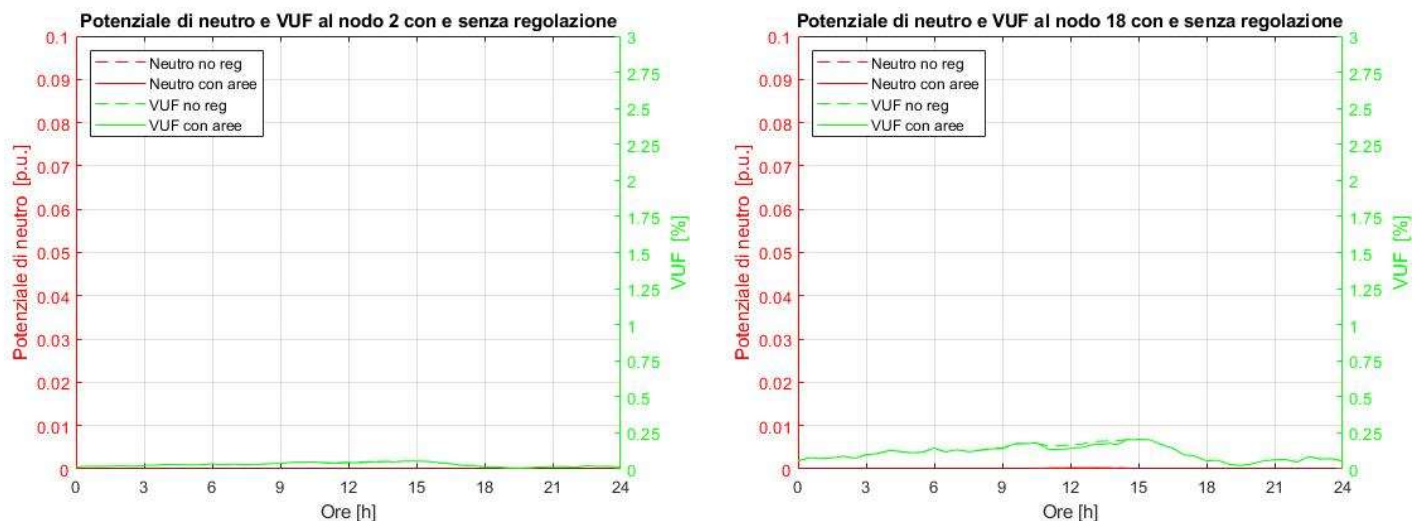


Figura 5.31 VUF e potenziale di neutro dei nodi 2, 18 con regolazione con il criterio delle aree

Già da queste considerazioni si comprende come anche in bassa tensione il VUF venga migliorato in caso di regolazione. Al nodo 46 e soprattutto al nodo 56 il VUF cala vistosamente nelle ore centrali della giornata grazie alla riduzione del valore di tensione alla fase 3 (Figura 5.32). In ogni caso di regolazione la tensione della fase 3 è sempre stata maggiore delle altre due fasi, causando uno squilibrio delle tensioni particolarmente gravoso nel caso di regolazione locale con deadband all'1%. D'altra parte ai nodi 70 e 80,

non viene effettuata nessuna regolazione risultando quindi in un VUF e un potenziale di neutro vicino al valore del caso non regolato. Per quantificare queste variazioni si fa riferimento alle Tabelle 26 e 27.

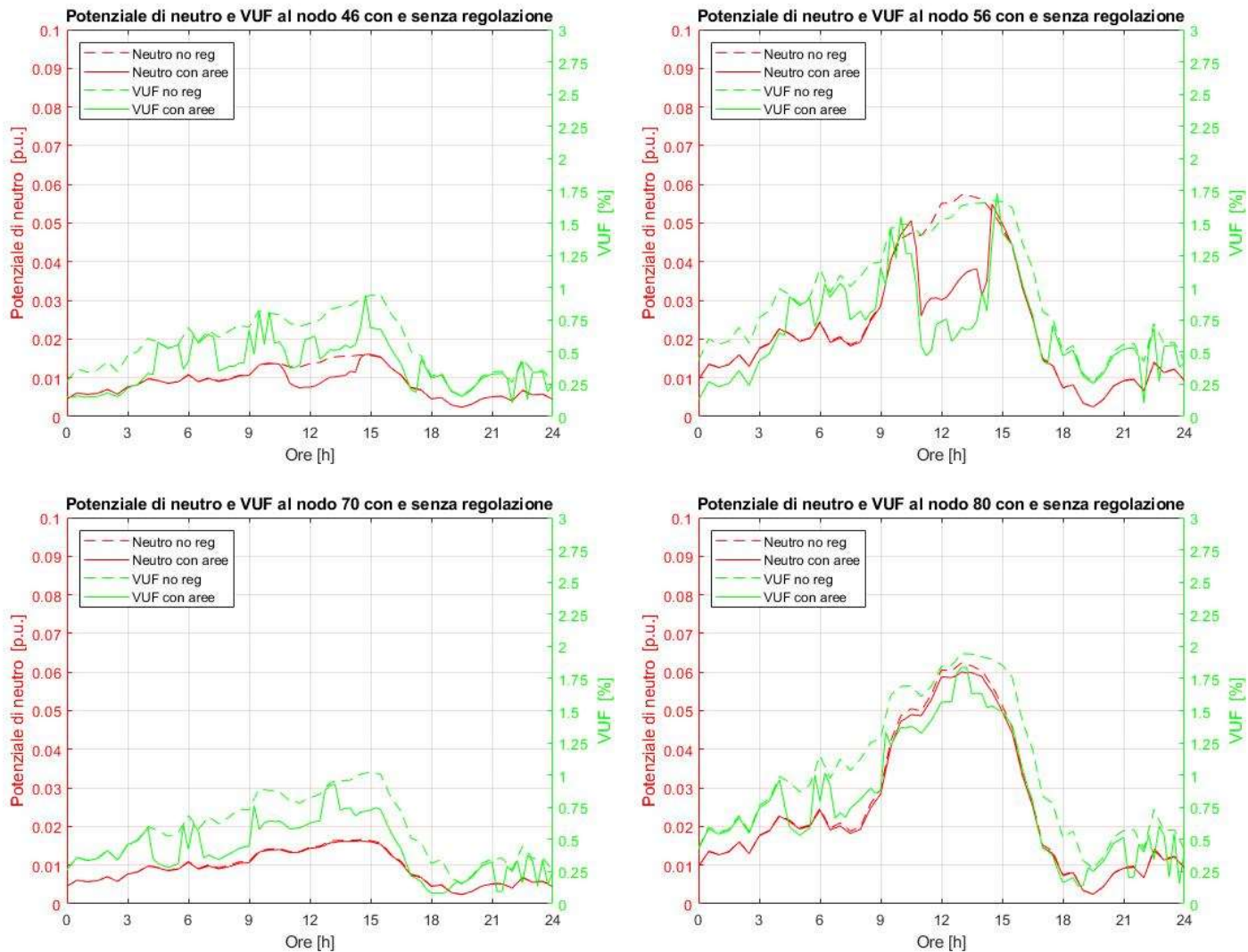


Figura 5.32 VUF e potenziale di neutro dei nodi 46, 56, 70 e 80 con regolazione con il criterio delle aree

Dalla Tabella 26 si riconosce come la regolazione abbassi notevolmente i valori massimi del VUF per i nodi di bassa tensione associati al feeder 1 di media tensione (nodo 46 e 56) rispetto al caso con regolazione locale.

Tabella 24 Valori di VUF con regolazione con il criterio delle aree

VUF [%]			
NODI	max	min	media
2	0,0551	0,0060	0,0295
18	0,2069	0,0236	0,1124
46	0,9401	0,1061	0,3974
56	1,7281	0,1022	0,6825
70	0,9298	0,0816	0,4237
80	1,8366	0,1375	0,8208

Prese le variazioni sul valore medio del VUF si apprezza ancora di più la bontà del metodo di regolazione. Rispetto al caso non regolato il VUF medio cala tra il 28 e il 29% per i nodi 46 e 56, mentre per i nodi 70 e 80 diminuisce del 26 e del 21% rispettivamente. In media tensione per la prima volta il VUF non viene aumentato nel nodo comune 2 rimanendo invariato rispetto al caso non regolato.

Tabella 25 Variazione del VUF medio con regolazione con il criterio delle aree rispetto al caso non regolato

ΔVUF_{medio} [%]			
NODI	OLTC CP e CS	OLTC e locale 1%	Criterio delle aree
2	1,6949	47,1186	0,0000
18	-0,7765	48,2312	-3,0198
46	-25,5231	11,1652	-28,3189
56	-17,0855	29,1343	-29,4136
70	-22,2299	8,3190	-26,8726
80	-18,3436	20,1424	-21,0466

In precedenza l'unico metodo per ottenere una regolazione adeguata in media tensione era quello di implementare trasformatori OLTC AVR e una regolazione locale con deadband all'1%. Tale metodo implicava grandi aumenti del VUF iniettato dalle reti di bassa tensione verso le reti di media tensione con una crescita del 48% sul nodo 18. Con la regolazione coordinata, si ottiene la tensione desiderata riducendo, in questo caso particolare, il VUF in tutta la rete di distribuzione.

5.4.1 Regolazione coordinata alle 12:00

Per comprendere al meglio il funzionamento del metodo di regolazione coordinata, si studiano le tensioni e le correnti prima e dopo gli step descritti in Figura 4.21. alle 12:00. Come primo passo per la regolazione si definiscono le aree di gestione della tensione e le linee congestionate. La situazione presente alle ore 12:00 è riassunta in Figura 5.33.

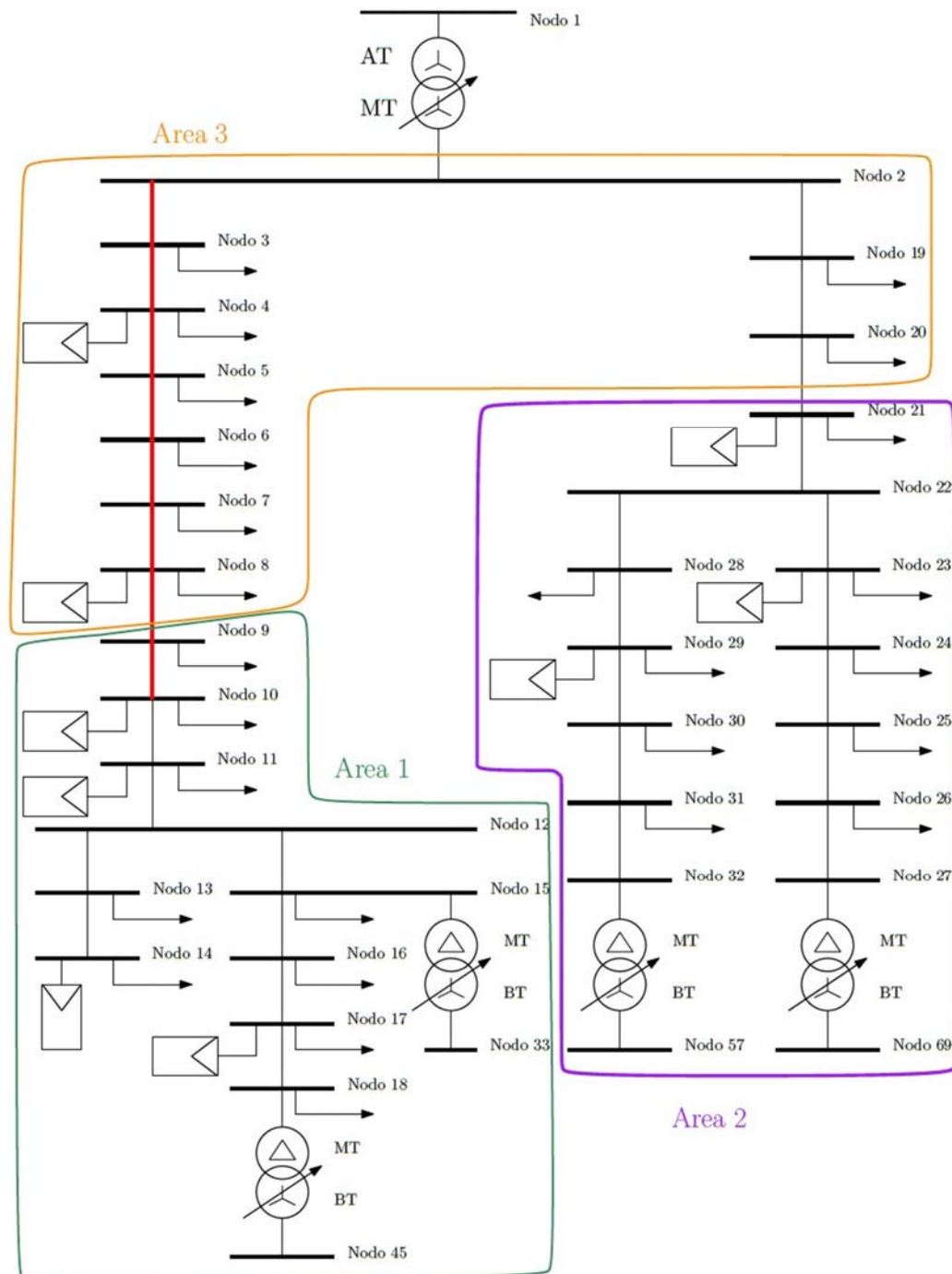


Figura 5.33 Rete test con aree di tensione e linee congestionate alle ore 12:00

Le aree di controllo della tensione sono 3 e raggruppano i nodi simili al nodo comune 2 (area 3), i nodi con tensione elevata (area 1) e i nodi appartenenti al feeder 2 con tensione relativamente bassa (area 2). Come già spiegato, le aree sono state ottenute sfruttando le distanze elettriche tra i nodi e le tensioni dei singoli nodi. Nella matrice delle distanze elettriche, la distanza nodo-nodo è uguale a zero. Per quanto riguarda le linee congestionate invece, i casi critici si presentano nel feeder 1 con le prime otto linee che sono congestionate con flussi verso monte troppo elevati (Figura 5.34).

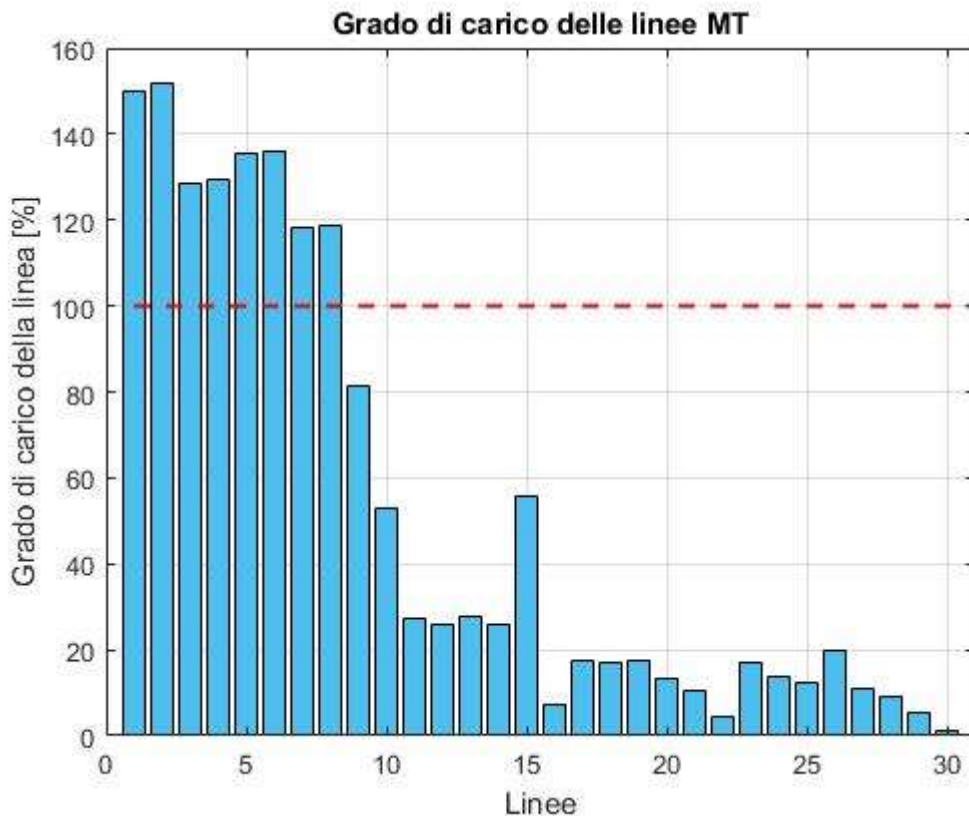


Figura 5.34 Grado di carico delle linee prima della regolazione con il criterio delle aree

Come prima azione è necessario quindi risolvere le contingenze nelle linee congestionate andando a richiedere una diminuzione di potenza attiva ai generatori. Le linee coinvolte fanno parte del feeder 1 e coinvolgono tutti i nodi a valle del nodo 3 quindi comprese le reti BT connesse al nodo 15 e al nodo 18.

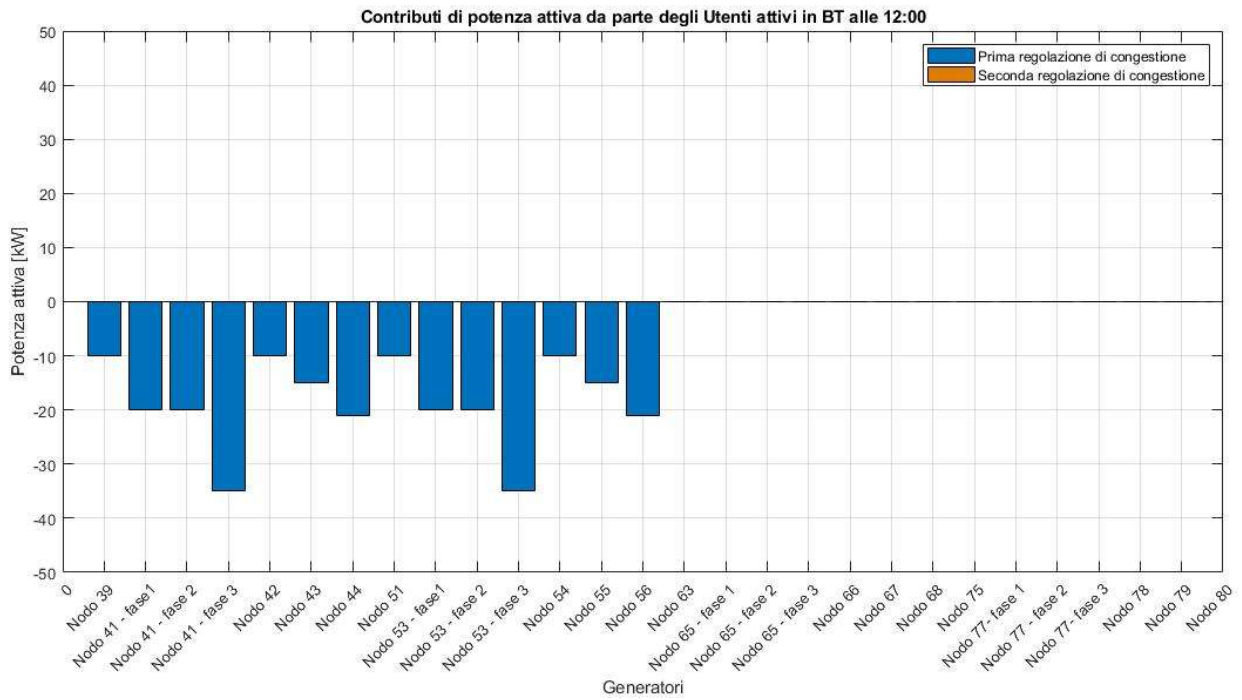
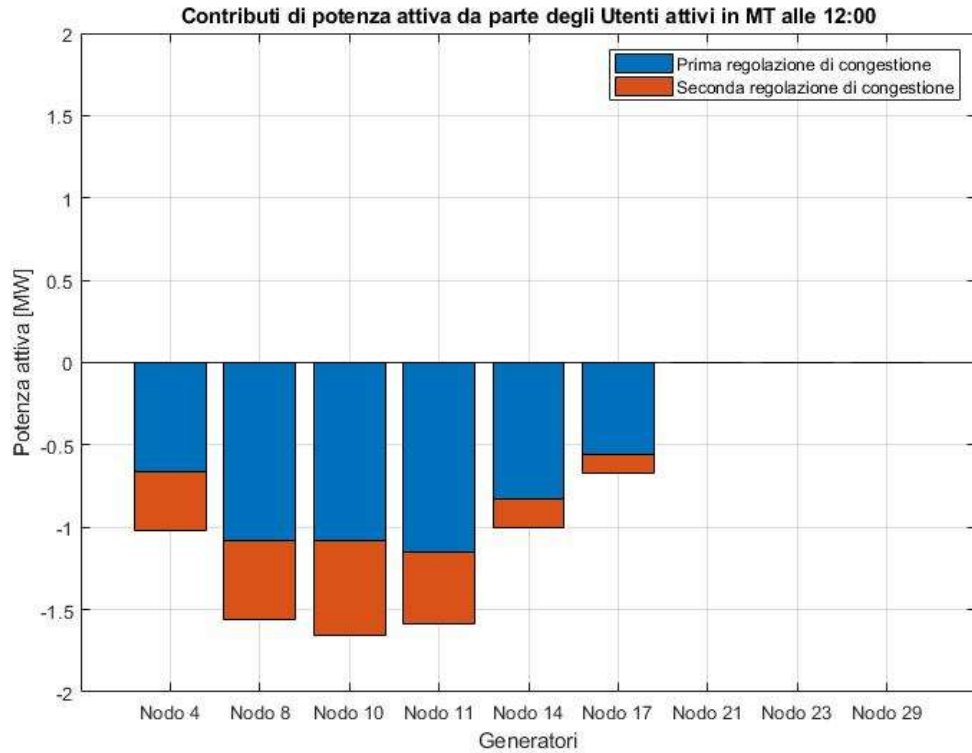


Figura 5.35 Contributi di potenza attiva dei generatori MT e BT alla prima e seconda regolazione delle congestioni

Nella prima regolazione delle congestioni vengono coinvolti sia i generatori di media che di bassa tensione, in particolare quest'ultimi vengono del tutto spenti per permettere la regolazione. Gli effetti sulla tensione sono visibili in Figura 5.36. Data la diminuzione di

produzione per risolvere le contingenze, le tensioni al feeder 1 scendono leggermente favorendo a contenere in questo modo le tensioni sul feeder 1.

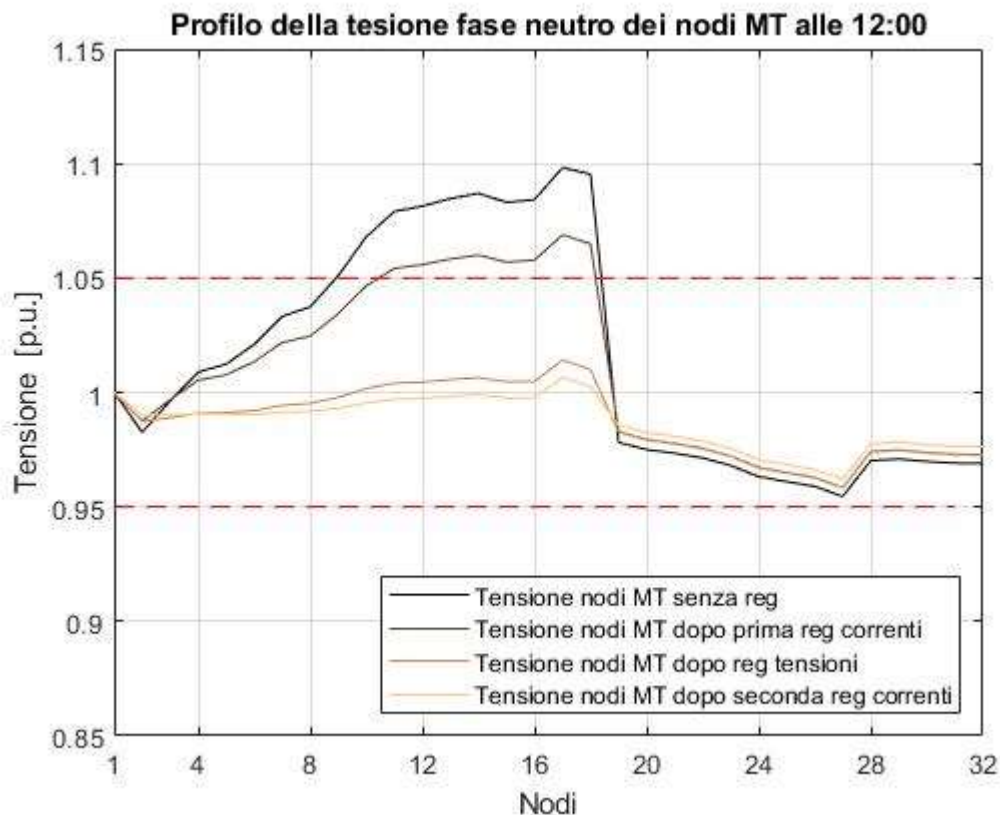


Figura 5.36 Profilo delle tensioni dei nodi MT alle ore 12:00

La tensione dopo la prima regolazione delle congestioni supera i limiti di qualità imposti a 1,05 p.u. e 0,95 p.u. quindi si rende necessaria una regolazione delle tensioni che permetta di riportare la tensione del nodo pilota entro i limiti. L'area interessata dalla regolazione è l'area 1 il cui nodo pilota è il nodo 17. La potenza reattiva messa in gioco dai generatori è visibile in Figura 5.27 e 5.28. Il problema della regolazione delle tensioni è la potenza reattiva che fluisce attraverso le linee. Tale potenza reattiva implica l'aumento di corrente nelle linee (Figura 5.37) e si rende necessaria una seconda regolazione delle congestioni che richiede un'ulteriore contributo di potenza attiva (Figura 5.34). Il secondo controllo sulle congestioni non va a danneggiare il precedente controllo delle tensioni anzi aiuta a livellare il profilo sul valore di riferimento uguale a 1 p.u..

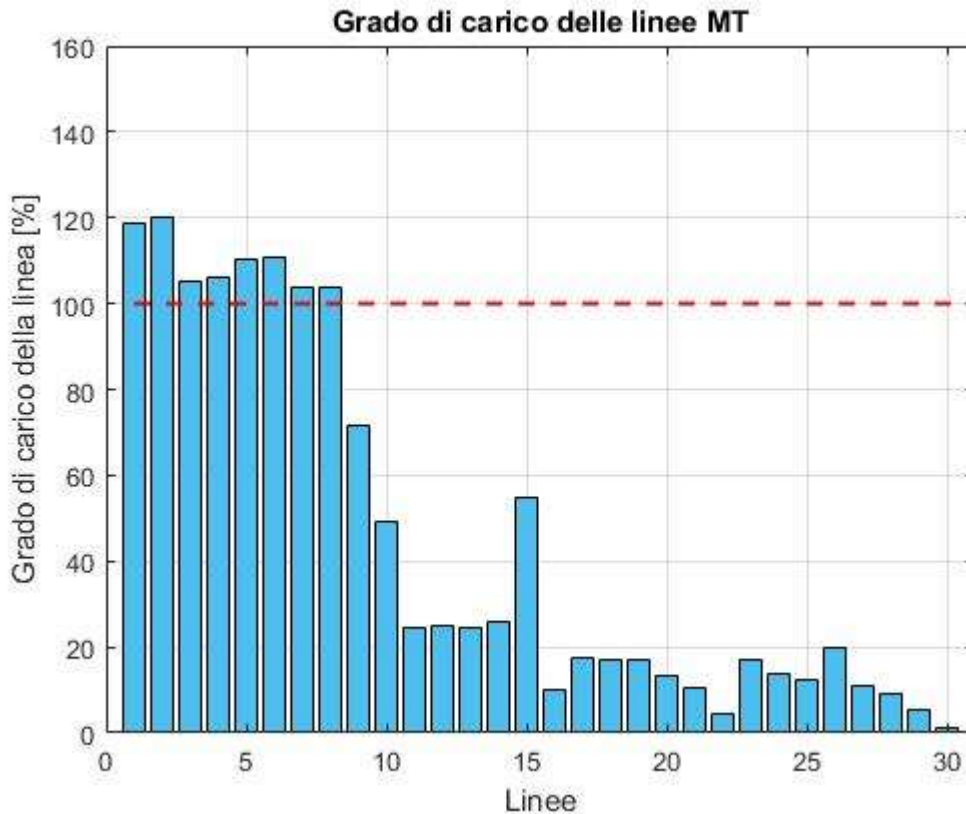


Figura 5.37 Grado di carico delle linee dopo la seconda regolazione delle congestioni

In definitiva, il metodo di regolazione coordinato con il criterio delle aree risulta estremamente interessante. La coordinazione delle strategie di controllo permette di ottenere sul livello dei 20 kV una tensione che rispetta i limiti imposti. Rispetto ai casi precedenti questa regolazione tiene conto anche delle congestioni e permette avere la sicurezza dell'esercizio. Grazie alla creazione delle aree di tensione, la potenza reattiva coinvolta nella regolazione è sensibilmente inferiore riducendo di conseguenza le perdite in rete. Anche il VUF risulta sensibilmente migliorato grazie alla diminuzione di tensione sulla fase 3 nelle reti di bassa tensione. Tanto non si può dire per i profili della tensione presenti ai nodi BT. Con lo spegnimento dei generatori nelle ore centrali della giornata e la richiesta di potenza reattiva, non sono assicurate tensioni superiori a 0,95 p.u. nel livello a 400 V. Mentre nella regolazione locale i generatori presenti in BT aiutavano le reti ad avere livelli accettabili di tensione, in questo tipo di regolazione i generatori BT lavorano unicamente per controllare la media tensione senza un esame delle proprie tensioni.

6 Conclusioni e sviluppi futuri

Lo scopo principale di questo lavoro di tesi è di sviluppare uno strumento di simulazione in grado di tener conto dei vincoli tecnici dell'intera rete di distribuzione (MT e BT) e proporre alcuni scenari di regolazione per sfruttare il contributo dei generatori in bassa tensione rispetto alla regolazione della rete MT.

Dai risultati visti nel capitolo precedente, si vedono chiaramente le differenze e gli svantaggi tra lo scenario di regolazione che utilizza le tecniche già disponibili attualmente e il metodo di regolazione coordinata proposto. La regolazione effettuata tramite OLTC AVR in cabina primaria e secondaria, risulta inefficace dal punto di vista dei profili di tensione dei nodi MT, mentre i generatori di bassa tensione non partecipano alla regolazione MT e i profili di tensione non rispettano gli obiettivi di qualità del $0,95 \div 1,05$ p.u., anzi, risultano addirittura peggiori a causa della disomogeneità della distribuzione dei generatori. Dal punto di vista dello squilibrio invece il metodo con OLTC nelle cabine secondarie aiuta a ridurre il VUF nonostante le tensioni non siano ancora regolate come desiderato.

Per quanto riguarda la regolazione locale invece, la deadband utilizzata nell'applicazione delle curve di intervento dei generatori, come da norme di connessione, determina l'efficacia di tale metodo e determina il coinvolgimento dei generatori nella regolazione. Con deadband impostata al 5% (potenza reattiva scambiata nulla finché la tensione localmente misurata non eccede la banda $\pm 5\%$), nonostante il contributo della GD, la regolazione non è sufficiente a contenere i profili di tensione entro i limiti di qualità fissati. D'altra parte una regolazione con deadband all'1% permette un miglior controllo della tensione nei nodi di media tensione ma a costo di elevate potenze reattive iniettate in rete con le conseguenti perdite e aumenti del VUF.

Il metodo proposto per la regolazione coordinata, tramite la suddivisione in aree di tensione e di corrente, permette di controllare le tensioni dei nodi in media tensione coinvolgendo gli utenti connessi in BT. Tramite tale logica, la tensione rimane entro i limiti di qualità imposti con un dispendio nettamente inferiore di potenza reattiva e un coefficiente VUF migliore. Gli svantaggi maggiori sono da ravvisarsi nei profili di tensione dei nodi connessi in bassa tensione. Tali nodi agiscono unicamente in funzione della

tensione al nodo pilota della rispettiva area e la loro tensione, non controllata, potrebbe risultare fuori dai limiti imposti dalla normativa.

Per risolvere tali problemi, si può pensare di sviluppare il programma in modo da implementare un secondo gradino di controllo oltre al gestore centrale della rete. Un soggetto intermedio di tale tipo potrebbe raccogliere i segnali inviati alle singole reti BT e interrogare gli Utenti connessi mantenendo la sicurezza dell'esercizio. Un ulteriore aspetto su cui lavorare è la logica di mercato implementata nella richiesta delle potenze attive e reattive. In questa simulazione i prezzi con cui viene remunerata la potenza attiva sono uguali per tutti i generatori, mentre la potenza reattiva viene fornita come servizio di rete obbligatorio. Una logica di mercato basata su curve di costo reali e sui costi di investimento effettuati, restituisce una simulazione più vicina ad una logica di mercato reale, in cui i generatori accettano di intervenire a prezzi differenti.

Infine una ulteriore direttrice di sviluppo è quella dello studio degli squilibri di tensione iniettati dalle reti di bassa tensione nella rete MT. In questa simulazione sono state connesse solo quattro reti BT che iniettavano uno squilibrio esiguo rispetto alla potenza installata lato media. Grazie al calcolo del power flow multiconduttore, lo studio dello squilibrio in media tensione diventa possibile, a differenza dei metodi fin ora utilizzati in ambito commerciale basati sul metodo di Newton-Raphson. Con l'introduzione di un numero maggiore di reti BT che abbiano una potenza installata complessiva paragonabile a quella installata in MT (analizzando, quindi, uno scenario più realistico), lo squilibrio di tensione potrebbe rivelarsi importante e si dovranno prendere provvedimenti per contenerlo.

Grazie allo strumento realizzato in questo lavoro di tesi, queste analisi riguardanti lo stato attuale della rete e la proposta di strategie di regolazione sempre più raffinate diventano possibili e potranno, in futuro, essere considerate in vista di studi sempre più approfonditi nella gestione delle reti di distribuzione.

7 Bibliografia

- [1] C.E. Italiano, «CEI 0-21,» 2016.
- [2] C.E. Italiano, «CEI 0-16,» 2014.
- [3] A. Paolucci, *Lezioni di impianti elettrici*, Padova: CLEUP, 1989.
- [4] R. Benato e L. Fellin, *Impianti elettrici*, Wolters Kluwer Italia, 2014.
- [5] G. Viganò , C. Carlini, C. Michelangeli, D. Moneta, D. Stein, L. Consiglio, S. Cuni e L. Pimpinella, «Il controllo delle reti attive di distribuzione: l'esperienza della "demo" italiana del progetto europeo GRID4EU,» *L'Energia Elettrica*, vol. 93, n. 4, pp. 39-49, 2016.
- [6] A. Frigerio, «Rapporto di sintesi del progetto: Evoluzione e sviluppo delle reti di distribuzione,» RSE - Ricerca Sistema Energetico, 2016.
- [7] I. Gianinoni, M. Delfanti e V. Olivieri, «Sviluppo di una metodologia per la valutazione del livello di "smartness" di una rete elettrica,» RSE - Ricerca Sistema Energetico, 2014.
- [8] C. Carlini, C. Michelangeli, D. Moneta e G. Viganò, «Controllore centralizzato per reti MT: prove in campo e ulteriori sviluppi,» RES - Ricerca Sistema Energetico, 2014.
- [9] R. Turri, *Appunti di Sistemi Elettrici per l'Industria e i Trasporti*, 2017.
- [10] «Piano di Sviluppo annuale e pluriennale 2018-2020,» e-distribuzione, 2017.
- [11] A. Bettanin, M. Coppo, A. Savio e R. Turri, «Voltage management strategies for low voltage networks supplied through phase-decoupled on-load-tap-changer transformers.,» *AEIT International Annual Conference*, pp. 1-6, 2017.
- [12] A. Bracale, R. Caldon, M. Coppo, D. Dal Canto, R. Langella, G. Petretto, F. Pilo, G. Pisano, D. Proto, S. Ruggeri, S. Scalari e R. Turri, «Active management of distribution networks with the ATLANTIDE models,» in *8th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2012)*, Cagliari, 2012.

- [13] J. Hu, M. Marinelli, M. Coppo, A. Zecchino e H. W. Bindner, «Coordinated voltage control of a decoupled three-phase on-load tap changer transformer and photovoltaic inverters for managing unbalanced networks,» *Electric Power Systems Research*, vol. 131, pp. 264-274, 2016.
- [14] R. Caldon, M. Coppo e R. Turri, «Distributed voltage control strategy for LV networks with inverter-interfaced generators,» *Electric Power Systems Research*, n. 107, pp. 85-92, 2014.
- [15] P. Lagnotte, J. Sabonnadiere, J. Leost e J. Paul, «Structural analysis of the electrical system: application to secondary voltage control in France,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 4, n. 2, pp. 479-486, 1989.
- [16] C. Wang, V. Vittal, V. Kolluri e S. Mandal, «PTDF-based automatic restoration path selection,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, n. 3, pp. 1686-1695, 2010.
- [17] D. Šošić, I. Škokljević e N. Pokimica, «Features of Power Transfer Distribution Coefficients in power System Networks,» *Infoteh-Jahorina*, vol. 13, pp. 87-90, 2014.
- [18] A. J. Wood e B. F. Wollenberg, *Power generation, operation, and control*, John Wiley & Sons, 2012.
- [19] C. Barbulescu, S. Kilyeni, G. Vuc, B. Lustrea, R.-E. Precup e S. Preitl, «Software tool for power transfer distribution factors (PTDF) computing within the power systems,» *EUROCON'09 IEEE*, pp. 517-524, 2009.
- [20] C. S. Song, C. H. Park, M. Yoon e G. Jang, «Implementation of PTDFs and LODFs for power system security,» *Journal of International Council on Electrical Engineering*, pp. 49-53, 2011.
- [21] S. Blumsack, P. Hines, M. Patel, C. Barrows e E. Cotilla Sanchez, «Defining power network zones from measures of electrical distance,» *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1-8, 2009.
- [22] S. Satsangi, A. Saini e A. Saraswat, «Clustering based voltage control areas for localized reactive power management in deregulated power system,» *International Journal of Electrical & Computer Engineering*, vol. 6, n. 1, pp. 1348-1354, 2011.

- [23] J. Zhong, E. Nobile, A. Bose e K. Bhattacharya, «Localized reactive power markets using the concept of voltage control areas,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, n. 3, pp. 1555-1561, 2004.
- [24] E. Nobile e A. Bose, «A new scheme for voltage control in a competitive ancillary service market,» *Proceedings of XIV PSCC Conference*, pp. 1-5, 2002.
- [25] Benato Roberto, A. Paolucci e R. Turri, «Power flow solution by a complex admittance matrix method,» *European Transactions on Electrical Power*, vol. 3, n. 3, pp. 181-188, 2001.
- [26] K. Sunderland, M. Coppo, M. Conlon e R. Turri, «A correction current injection method for power flow analysis of unbalanced multiple-grounded 4-wire distribution networks,» *Electric Power Systems Research*, n. 132, pp. 30-38, 2016.
- [27] A. Paolucci, *Lezioni di Trasmissione dell'energia elettrica*, Padova: CLEUP, 1998.
- [28] M. Coppo, F. Bignucolo e R. Turri, «Generalised transformer modelling for power flow calculation in multi-phase unbalanced networks,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 11, n. 15, pp. 3843-3852, 2017.
- [29] A. Bokhari, A. Alkan, R. Dogan, M. Diaz-Aguilò, F. de Leòn, D. Czarkowski, Z. Zabar, L. Birenbaum, A. Noel e R. E. Uosef, «Experimental determination of the ZIP coefficients for modern residential, commercial, and industrial loads,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, n. 3, pp. 1372-1381, 2014.

8 Appendice

Appendice A.1 Dati dei conduttori

Tipo di conduttore	Diametro [m]	Coefficiente GMR	Resistenza del conduttore [ohm]	Conduttanza g [S]	I_{max} [A]
1	0,0175	0,76686	0,162	0	240
2	0,0138	0,76957	0,265	0	240
3	0,0124	0,76613	0,325	0	240
4	0,00564	0,78014	1,54	0	240
5	0,00668	0,77844	1,11	0	240
6	0,00944	0,77966	0,568	0	240
7	0,0051	0,7788	1,15	0	240
8	0,00564	0,78014	0,7200	0	140
9	0,00944	0,77966	0,2680	0	280
10	0,00944	0,77966	0,5800	0	200
11	0,0124	0,76613	0,3330	0	280
12	0,01535	0,76686	0,2180	0	360
13	0,0175	0,76686	2,36E-01	0	240

Appendice A.2 Configurazioni delle linee: tipo dei conduttori, fase a cui sono connessi e posizione nello spazio dei conduttori

Numero di configurazione	Fase	Tipo di conduttore	X [m]	Y [m]
1,00	1,00	1,00	0,16	8,10
1,00	2,00	1,00	0,16	8,50
1,00	3,00	1,00	-0,16	8,50
1,00	4,00	2,00	-0,16	8,10
2,00	1,00	2,00	0,16	8,10
2,00	2,00	2,00	0,16	8,50

2,00	3,00	2,00	-0,16	8,50
2,00	4,00	3,00	-0,16	8,10
3,00	1,00	3,00	0,16	8,10
3,00	2,00	3,00	0,16	8,50
3,00	3,00	3,00	-0,16	8,50
3,00	4,00	6,00	-0,16	8,10
4,00	1,00	4,00	0,16	8,10
4,00	2,00	4,00	0,16	8,50
4,00	3,00	4,00	-0,16	8,50
4,00	4,00	7,00	-0,16	8,10
5,00	1,00	5,00	0,16	8,10
5,00	2,00	5,00	0,16	8,50
5,00	3,00	5,00	-0,16	8,50
5,00	4,00	7,00	-0,16	8,10
6,00	1,00	6,00	0,16	8,10
6,00	2,00	6,00	0,16	8,50
6,00	3,00	6,00	-0,16	8,50
6,00	4,00	5,00	-0,16	8,10
7,00	1,00	8,00	0,50	10,00
7,00	2,00	8,00	0,00	10,87
7,00	3,00	8,00	-0,50	10,00
7,00	4,00	13,00	0,00	10,29
8,00	1,00	9,00	0,50	10,00
8,00	2,00	9,00	0,00	10,87
8,00	3,00	9,00	-0,50	10,00
8,00	4,00	13,00	0,00	10,29
9,00	1,00	10,00	0,50	10,00
9,00	2,00	10,00	0,00	10,87
9,00	3,00	10,00	-0,50	10,00
9,00	4,00	13,00	0,00	10,29
10,00	1,00	11,00	0,50	10,00
10,00	2,00	11,00	0,00	10,87

10,00	3,00	11,00	-0,50	10,00
10,00	4,00	13,00	0,00	10,29
11,00	1,00	12,00	0,50	10,00
11,00	2,00	12,00	0,00	10,87
11,00	3,00	12,00	-0,50	10,00
11,00	4,00	13,00	0,00	10,29

Appendice A.3 Linee della rete: nodi di partenza e arrivo, configurazione, lunghezza e numero della linea

<i>Da nodo</i>	<i>A nodo</i>	<i>Tipo di configurazione</i>	<i>Lunghezza [km]</i>	<i>Numero di linea</i>
2	3	8	1,88	1
3	4	8	1,62	2
4	5	8	0,53	3
5	6	8	1,28	4
6	7	8	1,62	5
7	8	8	0,53	6
8	9	8	2,00	7
9	10	8	2,40	8
10	11	8	2,25	9
11	12	8	0,76	10
12	13	8	1,87	11
12	15	8	1,19	12
13	14	8	1,28	13
15	16	8	0,80	14
16	17	7	3,00	15
17	18	7	4,00	16
2	19	8	3,60	17
19	20	8	3,30	18
20	21	8	2,40	19
21	22	8	1,60	20
22	23	8	3,00	21

22	28	8	5,00	22
23	24	8	3,08	23
24	25	8	1,65	24
25	26	8	1,80	25
26	27	7	2,20	26
28	29	7	1,20	27
29	30	7	1,20	28
30	31	7	1,30	29
31	32	7	1,35	30
33	34	1	0,07	31
34	35	1	0,035	32
35	36	1	0,07	33
36	37	1	0,105	34
37	38	1	0,035	35
34	39	4	0,03	36
35	40	2	0,105	37
40	41	3	0,03	38
36	42	6	0,03	39
37	43	4	0,03	40
38	44	5	0,03	41
45	46	1	0,07	42
46	47	1	0,035	43
47	48	1	0,07	44
48	49	1	0,105	45
49	50	1	0,035	46
46	51	4	0,03	47
47	52	2	0,105	48
52	53	3	0,03	49
48	54	6	0,03	50
49	55	4	0,03	51
50	56	5	0,03	52
57	58	1	0,07	53

58	59	1	0,035	54
59	60	1	0,07	55
60	61	1	0,105	56
61	62	1	0,035	57
58	63	4	0,03	58
59	64	2	0,105	59
64	65	3	0,03	60
60	66	6	0,03	61
61	67	4	0,03	62
62	68	5	0,03	63
69	70	1	0,07	64
70	71	1	0,035	65
71	72	1	0,07	66
72	73	1	0,105	67
73	74	1	0,035	68
70	75	4	0,03	69
71	76	2	0,105	70
76	77	3	0,03	71
72	78	6	0,03	72
73	79	4	0,03	73
74	80	5	0,03	74

Appendice A.4 Dati del trasformatore di cabina primaria e dei trasformatori di cabina secondaria

V_{1n} [V]	V_{2n} [V]	S_n [kVA]	$v_{cc}\%$ [%]	$p_{cc}\%$ [%]	$p_0\%$ [%]	$i_0\%$ [%]	dU [%]	tap_{max}	tap_{min}	V_{rif} [p.u.]	db [%]
132000	20000	40000	15,5	0,44	0	0,01	1	10	-10	1	0,15
20000	400	400	4,00	1,00	0	0,01	1	10	-10	1	0,15

Appendice A.5 Dati dei carichi della rete: nodo e fase a cui sono connessi, potenze, tipo di connessione e carico, coefficienti del modello ZIP

Nodo	Fase	Pn [W]	Qn [VAr]	Conn.	Tipo	kZp	kIp	kPp	kZq	kIq	kPq
3	3f	500000	164342,0	Δ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
4	3f	552500	181597,9	Δ	COM	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44
5	3f	282750	92935,4	Δ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
6	3f	750000	246513,1	Δ	IND	1,21	-1,61	1,41	4,35	-7,08	3,72
7	3f	162500	53411,2	Δ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
8	3f	487500	160233,5	Δ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
9	3f	136500	44865,38	Δ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
10	3f	344500	113231,7	Δ	COM	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44
11	3f	136500	44865,4	Δ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
13	3f	143000	47001,8	Δ	COM	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44
14	3f	130000	42728,9	Δ	COM	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44
15	3f	113750	37387,8	Δ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
16	3f	601250	197621,3	Δ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
17	3f	438750	144210,1	Δ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
18	3f	1030250	338626,8	Δ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
19	3f	293250	124923,9	Δ	IND	1,21	-1,61	1,41	4,35	-7,08	3,72
20	3f	350000	149099,4	Δ	IND	1,21	-1,61	1,41	4,35	-7,08	3,72
21	3f	400000	170399,3	Δ	IND	1,21	-1,61	1,41	4,35	-7,08	3,72
23	3f	600000	255598,9	Δ	IND	1,21	-1,61	1,41	4,35	-7,08	3,72
24	3f	300000	127799,5	Δ	IND	1,21	-1,61	1,41	4,35	-7,08	3,72
25	3f	400000	170399,3	Δ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
26	3f	586500	249847,9	Δ	COM	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44
27	3f	2500000	1064995,5	Δ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
28	3f	800000	340798,6	Δ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
29	3f	450000	191699,2	Δ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
30	3f	498525	212370,8	Δ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
31	3f	500000	212999,1	Δ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
32	3f	200000	85199,6	Δ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
39	1	8000	3874,6	λ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
39	2	6000	2905,9	λ	IND	1,21	-1,61	1,41	4,35	-7,08	3,72

39	3	3500	1695,1	λ	COM	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44
41	1	19500	9444,3	λ	IND	1,21	-1,61	1,41	4,35	-7,08	3,72
41	2	20500	9928,6	λ	IND	1,21	-1,61	1,41	4,35	-7,08	3,72
41	3	24000	11623,7	λ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
42	1	12500	6054,0	λ	COM	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44
42	2	16500	7991,3	λ	COM	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44
42	3	14000	6780,5	λ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
43	1	16000	7749,1	λ	IND	1,21	-1,61	1,41	4,35	-7,08	3,72
43	2	19000	9202,1	λ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
43	3	15500	7506,9	λ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
44	1	3500	1695,1	λ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
44	2	6000	2905,9	λ	COM	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44
44	3	8000	3874,6	λ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
51	1	8000	3874,6	λ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
51	2	6000	2905,93	λ	IND	1,21	-1,61	1,41	4,35	-7,08	3,72
51	3	3500	1695,1	λ	COM	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44
53	1	19500	9444,3	λ	IND	1,21	-1,61	1,41	4,35	-7,08	3,72
53	2	20500	9928,6	λ	IND	1,21	-1,61	1,41	4,35	-7,08	3,72
53	3	24000	11623,7	λ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
54	1	12500	6054,0	λ	COM	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44
54	2	16500	7991,3	λ	COM	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44
54	3	14000	6780,5	λ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
55	1	16000	7749,1	λ	IND	1,21	-1,61	1,41	4,35	-7,08	3,72
55	2	19000	9202,1	λ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
55	3	15500	7506,9	λ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
56	1	3500	1695,1	λ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
56	2	6000	2905,9	λ	COM	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44
56	3	8000	3874,6	λ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
63	1	8000	3874,6	λ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
63	2	6000	2905,9	λ	IND	1,21	-1,61	1,41	4,35	-7,08	3,72
63	3	3500	1695,1	λ	COM	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44

65	1	19500	9444,3	λ	IND	1,21	-1,61	1,41	4,35	-7,08	3,72
65	2	20500	9928,6	λ	IND	1,21	-1,61	1,41	4,35	-7,08	3,72
65	3	24000	11623,7	λ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
66	1	12500	6054,0	λ	COM	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44
66	2	16500	7991,3	λ	COM	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44
66	3	14000	6780,5	λ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
67	1	16000	7749,1	λ	IND	1,21	-1,61	1,41	4,35	-7,08	3,72
67	2	19000	9202,1	λ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
67	3	15500	7506,9	λ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
68	1	3500	1695,1	λ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
68	2	6000	2905,9	λ	COM	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44
68	3	8000	3874,6	λ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
75	1	8000	3874,6	λ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
75	2	6000	2905,9	λ	IND	1,21	-1,61	1,41	4,35	-7,08	3,72
75	3	3500	1695,1	λ	COM	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44
77	1	19500	9444,2	λ	IND	1,21	-1,61	1,41	4,35	-7,08	3,72
77	2	20500	9928,6	λ	IND	1,21	-1,61	1,41	4,35	-7,08	3,72
77	3	24000	11623,7	λ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
78	1	12500	6054,0	λ	COM	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44
78	2	16500	7991,3	λ	COM	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44
78	3	14000	6780,5	λ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
79	1	16000	7749,1	λ	IND	1,21	-1,61	1,41	4,35	-7,08	3,72
79	2	19000	9202,1	λ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
79	3	15500	7506,9	λ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
80	1	3500	1695,1	λ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
80	2	6000	2905,9	λ	COM	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44
80	3	8000	3874,6	λ	RES	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65

Appendice A.6 Generatori della rete: nodo e fase a cui sono connessi, potenze, tipo di connessione, coefficienti del modello ZIP e natura del carico

Nodo	Fase	P [W]	Q [VAr]	Connessione	kZp	kIp	kPp	kZq	kIq	kPq	Tipo
4	Trifase	2500000	0	Triangolo	0	0	1	0	0	1	PV
8	Trifase	2000000	0	Triangolo	0	0	1	0	0	1	PV
10	Trifase	4000000	0	Triangolo	0	0	1	0	0	1	PV
11	Trifase	3000000	0	Triangolo	0	0	1	0	0	1	PV
14	Trifase	3000000	0	Triangolo	0	0	1	0	0	1	PV
17	Trifase	3500000	0	Triangolo	0	0	1	0	0	1	PV
21	Trifase	1500000	0	Triangolo	0	0	1	0	0	1	PV
23	Trifase	1500000	0	Triangolo	0	0	1	0	0	1	PV
29	Trifase	1000000	0	Triangolo	0	0	1	0	0	1	PV
39	2	10000	0	Stella	0	0	1	0	0	1	PV
41	1	20000	0	Stella	0	0	1	0	0	1	PV
41	2	20000	0	Stella	0	0	1	0	0	1	PV
41	3	35000	0	Stella	0	0	1	0	0	1	PV
42	2	10000	0	Stella	0	0	1	0	0	1	PV
43	1	15000	0	Stella	0	0	1	0	0	1	PV
44	3	21000	0	Stella	0	0	1	0	0	1	PV
51	2	10000	0	Stella	0	0	1	0	0	1	PV
53	1	20000	0	Stella	0	0	1	0	0	1	PV
53	2	20000	0	Stella	0	0	1	0	0	1	PV
53	3	35000	0	Stella	0	0	1	0	0	1	PV
54	2	10000	0	Stella	0	0	1	0	0	1	PV
55	1	15000	0	Stella	0	0	1	0	0	1	PV
56	3	21000	0	Stella	0	0	1	0	0	1	PV
63	2	10000	0	Stella	0	0	1	0	0	1	PV
65	1	20000	0	Stella	0	0	1	0	0	1	PV
65	2	20000	0	Stella	0	0	1	0	0	1	PV
65	3	35000	0	Stella	0	0	1	0	0	1	PV
66	2	10000	0	Stella	0	0	1	0	0	1	PV
67	1	15000	0	Stella	0	0	1	0	0	1	PV
68	3	21000	0	Stella	0	0	1	0	0	1	PV

75	2	10000	0	Stella	0	0	1	0	0	1	PV
77	1	20000	0	Stella	0	0	1	0	0	1	PV
77	2	20000	0	Stella	0	0	1	0	0	1	PV
77	3	35000	0	Stella	0	0	1	0	0	1	PV
78	2	10000	0	Stella	0	0	1	0	0	1	PV
79	1	15000	0	Stella	0	0	1	0	0	1	PV
80	3	21000	0	Stella	0	0	1	0	0	1	PV