



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA



Dipartimento di Ingegneria Industriale
Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria dell'energia Elettrica

TESI DI LAUREA MAGISTRALE IN
INGEGNERIA DELL'ENERGIA ELETTRICA

IMPIEGO DI TRASFORMATORI CON VARIATORE SOTTOCARICO IN RETI DI BASSA TENSIONE ATTIVE

RELATORE: Prof. Roberto Turri

CORRELATORE: Ing. Massimilano Coppo

LAUREANDO: Andrea Bettanin – Matr.1104285

ANNO ACCADEMICO 2016-2017



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Ingegneria Industriale DII

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria dell'Energia Elettrica

**IMPIEGO DI TRASFORMATORI CON VARIATORE SOTTOCARICO
IN RETI DI BASSA TENSIONE ATTIVE**

Relatore: Prof. Roberto Turri

Correlatore: Ing. Massimiliano Coppo

Laureando: Andrea Bettanin – matr.1104285

Anno Accademico 2016/2017

Indice

1	Reti di distribuzione di Bassa Tensione	5
1.1	Introduzione	5
1.2	Quadro di riferimento	5
1.3	Caratteristiche delle reti di distribuzione di bassa tensione	8
1.4	Effetti dell'incremento della GD nelle reti di distribuzione in BT	9
1.5	Inversione dei flussi di potenza	10
1.5.1	Profili di tensione lungo i feeder	10
1.5.2	Interventi per la regolazione del modulo delle tensioni	13
1.5.3	Sbilanciamento delle tensioni lungo i feeders	15
1.5.4	Fluttuazioni rapide della tensione [1]	16
1.6	Presenza di armoniche	17
1.7	Variazioni nei valori delle correnti di cortocircuito	18
1.8	Conclusioni	19
2	Tipologie di OLTC e prodotti commerciali	21
2.1	Introduzione	21
2.2	Tap-changer di tipo meccanico	22
2.2.1	Diverter resistor e diverter reactor tap-changer	22
2.2.2	Utilizzo di interruttori in vuoto	23
2.3	Tap-changer di tipo elettronico	26
2.4	Tap-changer di tipo ibrido	30
2.5	Prodotti commerciali disponibili	32
2.5.1	ABB PCS100 AVR	32
2.5.2	MAGTECH MDT	36
2.5.3	MR GRIDCON	36
2.5.4	SIEMENS FITFORMER REG 2.0	37
2.5.5	EBERLE LVRSYS	39
2.5.6	SCHNEIDER ELECTRIC MINERA SGRID	42
2.6	Conclusioni	43
3	L'ambiente di calcolo	47
3.1	Inquadramento del problema	47
3.1.1	Rami	47
3.1.2	Trasformatore	48
3.1.3	Connessioni a terra dei nodi	50
3.1.4	Matrice delle ammettenze della rete passiva	51
3.1.5	Carichi e generatori	51
3.2	Algoritmo di calcolo	53
3.3	Regolazione della tensione tramite OLTC	54

3.3.1	Regolazione con misura in un punto fisso della rete	54
3.3.2	Regolazione con misura nei nodi di carico e generazione	57
3.3.3	Regolazione con misura nel baricentro elettrico	59
3.4	Parametri analizzati	61
4	Regolazione della tensione per mezzo di un OLTC	65
4.1	Introduzione	65
4.2	La rete di riferimento	65
4.2.1	Conduttori e topologia	65
4.2.2	Carichi	67
4.2.3	Coefficienti ZIP	69
4.2.4	Generatori	70
4.3	Studio dello scenario base	71
4.3.1	Curve di carico e di generazione	72
4.3.2	Tensioni di fase	76
4.3.3	Potenziale di neutro e VUF	81
4.3.4	Energia nella rete	84
4.4	Regolazione grossolana	85
4.5	Regolazione fine	89
4.5.1	Controllo sincrono a un nodo - Scenario E1	89
4.5.2	Controllo disaccoppiato a un nodo - Scenario F1	94
4.5.3	Controllo disaccoppiato ai nodi di carico - Scenario G1	99
4.5.4	Controllo disaccoppiato al nodo di baricentro - Scenario H1	104
4.5.5	Comparativo	109
5	Regolazione locale della tensione	111
5.1	Introduzione	111
5.2	Regolazione locale della tensione tramite inverter	111
5.3	Regolazione fine con intervento della regolazione locale	115
5.4	L'influenza della tipologia di carico sulle perdite di rete	121
5.5	Valutazione della regolazione su base annua	130
5.6	Aumento della generazione distribuita	134
5.7	Scambio di Q con la rete di media tensione	141
6	Conclusioni e sviluppi futuri	147

Sommario

Questa tesi ha l'obiettivo di studiare gli effetti dell'inserimento di un trasformatore con variatore sottocarico in una rete di distribuzione di bassa tensione attiva.

Le reti attive manifestano, infatti, fenomeni particolari, quali l'inversione dei flussi di potenza, i cui effetti non sono facilmente mitigabili con i tradizionali sistemi di regolazione adottati dai Distributori nell'esercizio delle reti di bassa tensione.

Nel primo capitolo vengono brevemente trattate alcune problematiche che si manifestano nelle reti di distribuzione attive con particolare riferimento al mantenimento dei parametri di qualità del servizio dettati dalla Norma Tecnica CEI EN 50160.

Nel secondo capitolo, dopo aver descritto le principali tipologie di OLTC, si compie una veloce disamina di alcuni trasformatori commerciali proposti di recente per l'utilizzo nelle reti di bassa tensione e se ne confrontano le caratteristiche salienti.

Nel terzo capitolo viene introdotto l'ambiente di calcolo utilizzato per la risoluzione dei flussi di potenza della rete di distribuzione e i parametri utili al confronto tra i diversi scenari analizzati.

Il quarto capitolo è costituito da una analisi della rete di riferimento europea per la bassa tensione Cigré nella configurazione non regolata e con l'inserimento di un trasformatore con variatore sottocarico con passi discreti e con regolazione continua. L'analisi è condotta confrontando il comportamento di quattro diversi algoritmi di regolazione - due con riferimento statico e due con riferimento dinamico - in relazione all'influenza sui profili di tensione in tutti i nodi della rete, all'effetto sul fattore di sbilanciamento delle tensioni, sul profilo del potenziale di neutro e in relazione alle perdite attive.

Nel quinto capitolo viene ampliata la panoramica delle simulazioni condotte nel capitolo IV, introducendo la regolazione locale della tensione a opera degli inverter della piccola generazione distribuita in concomitanza con la regolazione operata dall'OLTC. Si studiano successivamente gli effetti dell'aumento della potenza nominale dei generatori installati nella rete e le simulazioni vengono poi estese a un arco temporale annuale. Infine, viene proposta una breve disamina sull'effetto che la composizione di carichi ha sulle perdite attive della rete di bassa tensione e un metodo di controllo dello scambio di potenza reattiva tra la rete di media e quella di bassa tensione operato attraverso la variazione della tensione di riferimento data al regolatore che governa il variatore sottocarico.

Capitolo 1

Reti di distribuzione di Bassa Tensione

1.1 Introduzione

La rete di distribuzione sta subendo una rapida evoluzione dovuta alla crescente penetrazione di sistemi piccola generazione distribuita, tipicamente connessa a livello di bassa o media tensione [2]. Questo ha causato l'insorgere di nuove sfide che i DSO¹ sono chiamati ad affrontare al fine di mantenere i parametri di qualità richiesti nell'esercizio del sistema elettrico. In questo capitolo viene proposta una breve disamina sui fenomeni che si manifestano in una rete di distribuzione attiva, con particolare riferimento all'inversione dei flussi di potenza, all'alterazione dei profili di tensione, all'incremento dei valori di inquinamento armonico, alla variazione delle correnti di cortocircuito e alle problematiche che essi introducono nella rete di distribuzione. Vengono infine descritte le modalità di mitigazione storicamente adottate insieme ad alcune proposte derivate dalla letteratura recente.

1.2 Quadro di riferimento

A partire dalla fine del 2008 il Consiglio Europeo ha varato una serie di normative, il cui insieme è diffusamente conosciuto come "Strategia 20-20-20", con l'obiettivo di ridurre a livello europeo le emissioni di inquinanti in atmosfera e di operare una progressiva decarbonizzazione. L'intento dell'insieme di interventi imposti è finalizzato a ridurre, entro il 2020, i gas ad effetto serra del 20%, i consumi energetici del 20% grazie al miglioramento dell'efficienza energetica e di soddisfare il 20% del fabbisogno energetico europeo attraverso la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Tali vincoli sono stati recepiti a livello nazionale attraverso Decreto Legislativo n.28/2011, che ha posto le basi del quadro istituzionale e giuridico necessario alla definizione dei meccanismi di incentivazione dei sistemi di produzione di energia da fonti rinnovabili al fine di raggiungere la quota indicata a livello europeo. Il favorevole meccanismo delle incentivazioni dell'energia prodotta attraverso le DER², unitamente a una consistente riduzione dei costi di installazione, ha permesso una rapida espansione degli impianti di generazione distribuita inducendo uno stravolgimento del sistema elettrico tradizionale e introducendo una serie di problematiche specificatamente all'interno delle reti di distribuzione di bassa e media tensione³.

¹Distribution System Operators

²Distributed Energy Resources - Sistemi di generazione distribuita. È usato anche l'acronimo GD - Generazione Distribuita

³Si intende con "bassa tensione" un sistema di categoria 0 o I (tensione nominale minore o uguale a 1 kV in alternata o 1,5 kV in continua e con "media tensione" un sistema di categoria II (tensione nominale compresa

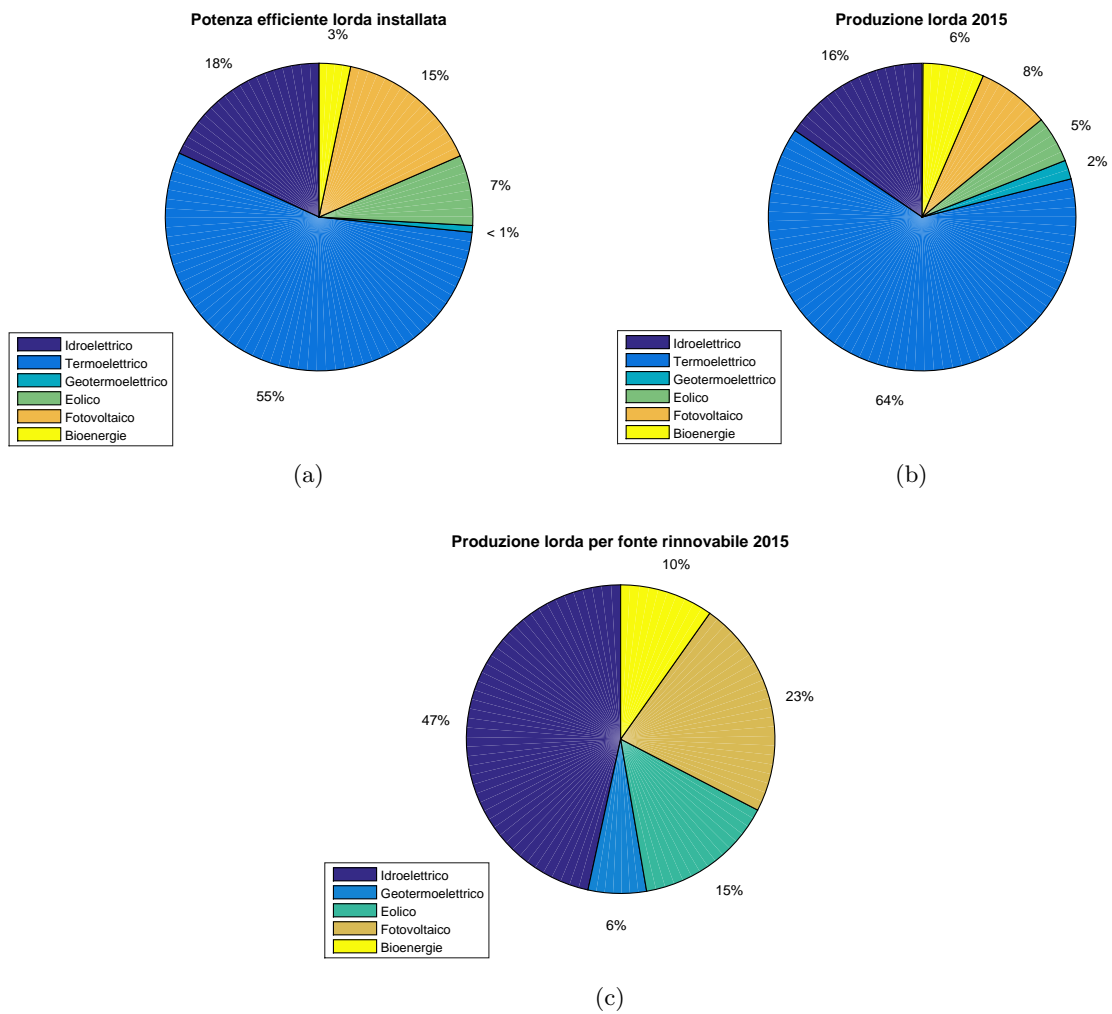


Figura 1.1: Potenza efficiente lorda installata e produzione lorda annua per tipologia di impianto di produzione in Italia. I dati sono riferiti al 2015.

Gli ultimi dati ufficiali disponibili [3], riguardanti la situazione a fine 2015, indicano che la potenza efficiente lorda⁴ relativa ai sistemi di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile in Italia si attesta a 55.492 MW, includendo gli impianti idroelettrici, con una produzione lorda annua di 100,8 TWh. Tale valore rappresenta il 33,9% del consumo interno lordo nazionale per l'anno di riferimento. Escludendo gli impianti idroelettrici, la cui produzione è nella maggior parte dei casi programmabile e non soggetta a rapide oscillazioni aleatorie, si nota che all'interno della rete elettrica nazionale sono presenti impianti classificati come DER per una potenza efficiente lorda pari a 32.932 MW e con una produzione annua di 53,8 TWh, ovverosia il 18,1% del consumo interno lordo. Il 70% circa di tale quota di energia prodotta è riconducibile a sistemi fotovoltaici ed eolici i quali sono, per loro natura, non dispacciabili a causa della forte variabilità cui sono soggetti, dovuta alle condizioni climatiche che si verificano durante l'arco della giornata e nei diversi periodi dell'anno. In tal senso, è interessante notare come gli impianti fotovoltaici installati siano per la maggior parte di potenza ridotta (il 91% dei 688.398 impianti installati a fine 2015 è di potenza minore o uguale a 20 kW) e che il 98,3% del totale risulta connesso alla rete di bassa tensione [4]. Il parco di produzione nazionale e le relative quote di produzione sono desunti dai dati statistici elaborati da Terna e sono riferiti all'anno 2015 [3]. In aggiunta a ciò, è utile ricordare che la liberalizzazione del mercato elettrico, conclusasi nel 2007 con l'apertura al mercato libero anche agli utenti domestici, ha indotto l'introduzione di una moltitudine di soggetti produttori nel panorama nazionale. I DSO devono dunque garantire una soddisfacente qualità della fornitura della tensione al fine di rispettare le indicazioni imposte dall'AEEGSI⁵ nella Delibera 646/2015/R/eel del 22 dicembre 2015 e di non alterare le condizioni di libero mercato.

Si comprende, allora, che il sistema elettrico, così come concepito fino ad alcuni anni fa, è in costante evoluzione. In particolare la sua architettura, nata per il soddisfacimento di un sistema di tipo verticalmente integrato, ove un unico Ente gestiva le fasi di produzione centralizzata dell'energia elettrica, la trasmissione e la distribuzione, deve essere adattata a un modello che coinvolge una moltitudine di soggetti che devono cooperare in modo sinergico al fine di mantenere dei parametri di qualità prestabiliti.

Le fasi più sensibili ai mutamenti intervenuti nel recente passato e tuttora in corso riguardano la regolazione della frequenza e della tensione.

La prima, necessaria a garantire la stabilità dell'intero sistema elettrico e gestita attraverso la regolazione primaria e secondaria ottenuta modulando la potenza attiva erogata dai generatori presenti nelle centrali di produzione, risulta per vari aspetti fortemente indebolita in presenza di una consistente quota di produzione derivante dalla GD. Infatti, al crescere dell'incidenza della generazione distribuita sul totale della produzione, si riduce l'efficacia della capacità regolante ottenuta attraverso l'inerzia dei generatori rotanti delle centrali e il sistema elettrico potrebbe essere soggetto a variazioni repentine di frequenza dovute a improvvisi sbilanciamenti tra carico e generazione a cui i convertitori con cui le DER si interfacciano alla rete dovrebbero essere in grado di reagire, se dotati di un opportuno algoritmo di controllo.

Similmente la regolazione della tensione, necessaria a garantire che ai punti di consegna essa assuma dei valori compresi entro un intervallo ben definito al fine di permettere un regolare funzionamento dei dispositivi di utente, veniva effettuata attraverso la variazione della potenza reattiva dei generatori presenti nelle centrali di produzione e localmente utilizzando compensatori statici e trasformatori a rapporto variabile sotto carico. Anche in questo caso la massiccia

tra 1 e 30 kV in alternata o 1,5 e 30 kV in continua.

⁴Per potenza efficiente lorda di un impianto si intende la massima potenza elettrica possibile per una durata di funzionamento sufficientemente lunga, misurata ai morsetti dei generatori, al lordo della potenza assorbita dai servizi ausiliari e delle perdite dei trasformatori di centrale.

⁵Autorità dell'Energia Elettrica, Gas e Sistema Idrico

penetrazione di sistemi di piccola generazione distribuita ha indebolito la tecnica precedentemente utilizzata, rendendo a sua volta necessaria la partecipazione delle DER alla regolazione dei profili di tensione del sistema.

Nei paragrafi successivi verranno accennate alcune problematiche che possono manifestare nelle reti di distribuzione in bassa e media tensione a causa dell'introduzione di nuove tipologie di carico e di generazione.

1.3 Caratteristiche delle reti di distribuzione di bassa tensione

Le reti di distribuzione di bassa tensione italiane sono esercite radialmente con sistema trifase a quattro conduttori e tensione nominale concatenata pari a 400 V e tensione nominale stellata pari a 230 V, pur esistendo alcune porzioni del sistema esercite a tensioni differenti (per esempio 220 V concatenati). La frequenza nominale è di 50 Hz. La struttura tipica è costituita da una cabina di trasformazione MT/bt, alimentata dalla rete di distribuzione di media tensione a $U_n = 20$ kV, dalla cui sbarra posta al secondario del trasformatore si dipartono le dorsali che presentano diramazioni verso gli utenti finali. Il trasformatore presente in cabina è del tipo Dyn11, con avvolgimenti del primario collegati a triangolo e del secondario collegati a stella con neutro a terra direttamente o tramite resistenza di valore assai ridotto.

Il sistema è del tipo TT, ovverosia con neutro connesso a terra in cabina e masse dell'utenza connesse localmente a terra attraverso il conduttore di protezione PE.

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

Con tale sistema, la protezione contro i contatti indiretti lato utenza è garantita attraverso l'utilizzo di dispositivi di protezione a corrente differenziale opportunamente coordinati con la resistenza del dispersore dell'utente tramite la ben nota condizione $I_{dn} \leq U_L/R_E$, avendo indicato con I_{dn} la corrente nominale differenziale, R_E la resistenza del dispersore dell'utente e U_L la tensione di contatto limite convenzionale [5].

La scelta dell'esercizio radiale della rete di distribuzione in bassa tensione è dettata da motivi di economicità e di semplicità di localizzazione dei guasti.

Il sistema di protezione contro le sovracorrenti della rete di distribuzione di bassa tensione è generalmente costituito da dispositivi di protezione a massima corrente. Non vengono usualmente impiegati automatismi di rete (per esempio sistemi di richiusura automatica), che si trovano invece diffusamente nelle reti di media tensione. Non sono adottate nemmeno misure di protezione contro l'interruzione dei conduttori di fase o di neutro, pur essendo il Distributore tenuto a garantire la continuità di quest'ultimo.

Nella rete possono essere presenti sistemi di misura, trasmissione dati e d'interfaccia per la ricezione di segnali di telegestione dei contatori.

Per quanto concerne l'utenza, vengono alimentati in bassa tensione gli utenti passivi con potenza richiesta inferiore a 200 kW e gli utenti attivi con potenza immessa inferiore a 100 kW, salvo diversa disposizione del gestore della rete, che può elevare tale valore fino a 200 kW se le locali condizioni di esercizio lo consentono. Inoltre le forniture avvengono di norma in monofase quando la potenza richiesta o immessa dall'utente non supera i 6 kW e in trifase al sopra di tale valore. Per le utenze passive tale limite è a volte elevato a 10 kW, se ciò non comporta difficoltà nell'esercizio della porzione di rete, soprattutto in riferimento agli squilibri introdotti.

Gli utenti alimentati al livello di bassa tensione vengono connessi alla rete di distribuzione mediante i seguenti schemi codificati dalla [6]:

- Inserimento in antenna da cabina MT/bt esistente (schema A)

1.4. EFFETTI DELL'INCREMENTO DELLA GD NELLE RETI DI DISTRIBUZIONE IN BT9

- Inserimento in derivazione rigida a T su linea esistente (schema B)
- Inserimento in derivazione a T su linea esistente con dispositivo di sezionamento verso l'utente (schema C)
- Inserimento in derivazione da cassetta di sezionamento su linea esistente (schemi D-E)
- Inserimento in antenna da cabina MT/bt di nuova installazione (schema F)

Agli impianti di produzione degli utenti attivi è consentito il funzionamento continuativo in parallelo alla rete di distribuzione se l'impianto è in grado di mantenere il parallelo per l'intervallo di tensione $0,85U_n \leq U \leq 1,10U_n$ e di frequenza $47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$.

Tali impianti devono essere dotati di opportuni dispositivi di interfaccia e di protezioni che consentano il distacco dalla rete in assenza di alimentazione della rete di distribuzione o qualora i valori di frequenza o tensione non rientrino negli intervalli sopra indicati.

1.4 Effetti dell'incremento della GD nelle reti di distribuzione in BT

Nella loro concezione originaria le reti di distribuzione di bassa tensione nascono come passive, in quanto separate dalle centrali di produzione dell'energia elettrica dalle reti di distribuzione di media tensione e dalle reti di trasmissione esercite in alta e altissima tensione. Questa concezione ha portato, durante l'intero sviluppo del sistema, a operare delle scelte in relazione ai sistemi di protezione e di regolazione da adottare al fine di garantire una sufficiente sicurezza del sistema e una soddisfacente qualità del servizio. La poderosa diffusione della piccola generazione distribuita ha tuttavia modificato profondamente la struttura del sistema, introducendo nuove difficoltà tecniche che minano la stabilità raggiunta negli ultimi decenni. In particolare, i sistemi di produzione non dispacciabili presentano delle caratteristiche che mettono a rischio i parametri di qualità del servizio. I distributori, sul cui capo pende la responsabilità di garantire la fornitura della tensione con determinate caratteristiche, si sono dimostrati sempre più scettici nei confronti della crescita esponenziale della GD nelle reti di media e bassa tensione, in particolare in un periodo in cui gli allacci degli utenti attivi sono stati gestiti secondo una logica di tipo *fit and forget*, ove, cioè, gli utenti attivi venivano allacciati al sistema previo controllo della sostenibilità della rete, senza però poi essere coinvolti nella regolazione della stessa. Le problematiche principali evidenziate dalla crescente penetrazione della GD vengono brevemente trattate nei seguenti paragrafi.

In primo luogo si assiste al verificarsi di condizioni di inversione dei flussi di potenza nei trasformatori delle sottostazioni elettriche delle porzioni di rete fortemente interessate dalla presenza di utenti attivi. Ciò equivale a dire che vi sono archi temporali durante la giornata in cui l'energia viene iniettata verso i sistemi di media tensione. La rete di distribuzione di media tensione subisce una notevole criticità, in quanto i sistemi di protezione, di regolazione e di automazione sono stati progettati e implementati per flussi unidirezionali. A questo si aggiunge il possibile verificarsi del fenomeno di funzionamento in isola indesiderata di porzioni della rete di bassa tensione, che costituisce un rischio ulteriore per il possibile inadeguato o mancato intervento delle protezioni [2]. Tuttavia, l'aspetto più rilevante riguarda l'impatto che la generazione distribuita ha sulla regolazione della tensione. Se da un lato, infatti, le reti passive sono caratterizzate da una caduta di tensione proporzionale alle correnti transitanti lungo il feeder e all'impedenza complessiva tra sbarra e carichi, dall'altro lato la presenza di generazione all'interno della rete di bassa tensione può comportare un innalzamento delle tensioni in alcuni punti prossimi ai sistemi di produzione in determinate condizioni di funzionamento, motivo

per cui il previgente metodo di regolazione potrebbe non essere più considerato sufficiente. L'imprevedibilità e l'intermittenza della produzione di energia di alcune tra le DER più diffuse, ovverosia fotovoltaico ed eolico, determinano repentine fluttuazioni della tensione nei feeder lungo i quali sono connesse, creando difficoltà per la gestione del sistema da parte del DSO [7].

La presenza diffusa di carichi e generatori monofase introduce inevitabili squilibri nella rete di distribuzione, con conseguenti difficoltà nel garantire un valore adeguato della tensione nella fornitura agli utenti finali. A ciò si deve aggiungere che nei prossimi anni vi sarà un prevedibile aumento della domanda dovuta alla prevedibile diffusione di nuove tipologie di carico, quali pompe di calore e veicoli elettrici, che potrebbero portare a superare la capability della rete esistente, costringendo i distributori a costosi investimenti per l'espansione del sistema [8].

Anche l'inquinamento armonico aumenta a causa della diffusa presenza di sistemi di conversione utilizzati per adeguare il valore della tensione prodotta, spesso in continua o con valori di frequenza che differiscono da quella industriale, a quello caratteristico della rete.

Infine, si pone la questione di procedere a un rafforzamento della rete di distribuzione per fronteggiare l'incremento dei flussi di potenza dovuti all'immissione dell'energia prodotta dalle DER, che sovente non può essere autoconsumata localmente per lo sfasamento temporale tra il picco di produzione e il picco di carico dell'utente o per la sovrabbondanza della produzione dell'impianto rispetto alle necessità del prosumer⁶, dovuta a ragioni prettamente finanziarie.

1.5 Inversione dei flussi di potenza

L'elevata penetrazione di sistemi di generazione distribuita nelle reti di distribuzione comporta il verificarsi di fenomeni di inversione dei flussi di potenza, in particolare durante le ore centrali della giornata, quando cioè i sistemi eolici e fotovoltaici raggiungono il picco fisiologico di produzione. Nelle reti di distribuzione di media e bassa tensione, così come nelle reti di trasmissione in alta e altissima tensione, la potenza fluisce normalmente dalle centrali di produzione dell'energia elettrica verso i carichi, cioè - escludendo l'elevazione di tensione all'uscita dalle centrali elettriche - dai livelli più alti, tipici della trasmissione, ai livelli di più bassi, tipici dell'utilizzazione. Le protezioni delle reti di media tensione sono state progettate per funzionare in condizioni di flusso unidirezionale. Inoltre la rete di distribuzione di media tensione è dotata di meccanismi di automazione per la ricerca e l'eliminazione del guasto, progettati e funzionanti se il flusso di potenza assume il valore convenzionale per una rete passiva. Dal momento che tali automazioni sono state introdotte per una rapida ed efficace individuazione del guasto, limitando il tempo di disalimentazione degli utenti serviti da un feeder non direttamente interessato dal guasto stesso, si comprende che il mancato adeguamento del sistema di automazione comporta un decadimento dei parametri di qualità della rete. I profili di tensione subiscono delle importanti variazioni in condizioni di flusso invertito, che si traducono nell'impossibilità di regolarne l'andamento con i metodi convenzionali storicamente utilizzati dai Distributori. In particolare, la modalità ad oggi più diffusa per la regolazione della tensione in una rete di distribuzione consiste nell'utilizzo di trasformatori dotati di dispositivi di regolazione sotto carico (OLTC), collocati nelle sottostazioni di trasformazione AT/MT.

1.5.1 Profili di tensione lungo i feeder

Il livello di tensione con cui ogni utente della rete di bassa tensione deve essere alimentato non può eccedere i limiti previsti dalla [9] ($U_n \pm 10\%$). I diversi dispositivi in dotazione a un utente, infatti, possono subire pregiudizio quando i valori di tensione cui sono sottoposti fuoriescono

⁶Prosumer è una crasi tra il termine "producer" e il termine "consumer". Essa sta evidentemente a indicare la situazione di un utente che ha un comportamento sia attivo che passivo.

dall'intervallo indicato. I motori asincroni, per esempio, sviluppano un aumento della corrente statorica per il mantenimento della potenza al valore nominale quando vengono sottoposti a una tensione ridotta, con conseguenti sovrariscaldamenti. Al contempo si assiste alla riduzione del rendimento a causa dell'aumento delle perdite nel rame. Al contrario, un aumento della tensione di alimentazione provoca una crescita delle perdite nel ferro e una diminuzione della componente attiva della corrente, con conseguente riduzione del fattore di potenza [10].

In generale, le potenze attive e reattive richieste dai carichi possono essere ricondotte a modelli di tipo esponenziale, il cui esponente dipende dalla tipologia di carico considerato [1]. Secondo tale modello la potenza attiva e quella reattiva assorbite dipendono dall'esponente dato al rapporto tra la tensione e la frequenza in una determinata condizione di funzionamento e i loro valori nominali:

$$P = P_n \left(\frac{U}{U_n} \right)^{\alpha_P} \left(\frac{f}{f_n} \right)^{\alpha_f} \quad (1.1)$$

$$Q = Q_n \left(\frac{U}{U_n} \right)^{\alpha_Q} \left(\frac{f}{f_n} \right)^{\alpha_f} \quad (1.2)$$

dove:

- $\alpha_P = \alpha_P = 0$ per un carico a potenza costante
- $\alpha_P = \alpha_P = 1$ per un carico a corrente costante
- $\alpha_P = \alpha_P = 2$ per un carico a impedenza costante.

Nel Capitolo III verrà considerato un modello polinomiale, analogo a quello appena citato e noto con l'acronimo ZIP, che terrà in considerazione la variazione di potenza attiva e reattiva assorbite da un carico al variare della tensione di alimentazione, trascurando la variazione di frequenza.

La presenza di generazione distribuita lungo i feeder comporta l'insorgere di due situazioni diametralmente opposte, che il gestore di rete deve essere in grado di controllare. Prendendo a riferimento lo schema unifilare di una rete di distribuzione di bassa tensione, così come schematizzata nella figura 1.3a, si può calcolare la caduta di tensione ΔU lungo il feeder in funzione della corrente transitante e dell'impedenza della linea [7]:

$$\Delta U = U_1 - U_2 = (R_L + jX_L)I \quad (1.3)$$

dove I è funzione della potenza complessa del carico $S = P_L - jQ_L$ e della tensione U_2 . La caduta di tensione può allora essere espressa tramite:

$$\Delta U = (R_L + jX_L) \frac{P_L - jQ_L}{U_2} = \frac{(R_L P_L + X_L Q_L) - j(R_L Q_L - X_L P_L)}{U_2} \approx \frac{R_L P_L + X_L Q_L}{U_2} \quad (1.4)$$

ove l'ultima approssimazione è lecita, dato il piccolo valore assunto dal rapporto X/R . In termini relativi, la (1.4) assume la seguente forma:

$$\frac{\Delta U}{U_2} = \frac{R_L P_L + X_L Q_L}{U_2^2} \quad (1.5)$$

Se lungo la linea sono presenti anche generatori con potenza attiva e reattiva rispettivamente pari a P_G e Q_G (fig. 1.3b), la caduta di tensione lungo il feeder diventa:

$$\Delta U = \frac{[R_L (P_L - P_G) + X_L (Q_L - Q_G)]}{U_2} \quad (1.6)$$

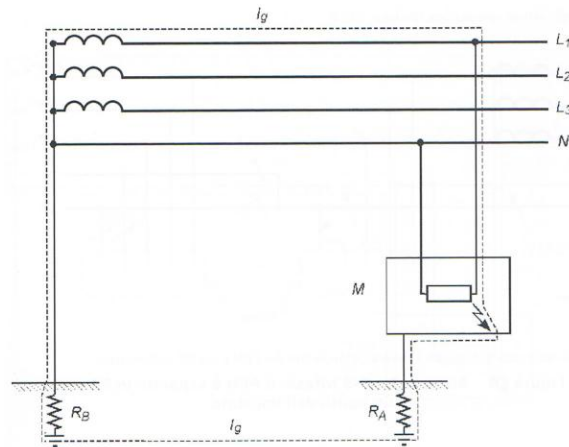


Figura 1.2: Sistema TT. Figura tratta dalla Norma Tecnica CEI 64-8/3

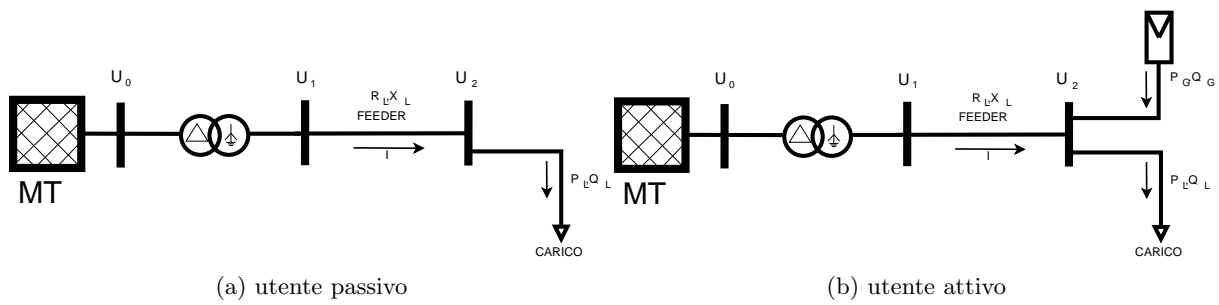
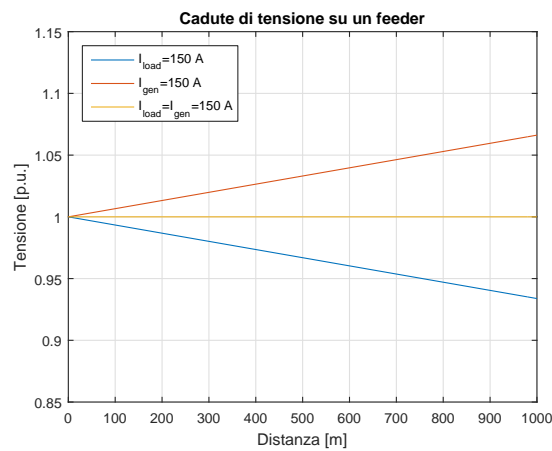


Figura 1.3: Schema unifilare di una rete di distribuzione di bassa tensione con un feeder, un carico e un generatore

Figura 1.4: Andamento del profilo di tensione lungo una fase di un feeder con $r=0,437 \text{ m}\Omega/\text{m}$ e $x=0,101 \text{ m}\Omega/\text{m}$ di lunghezza $L=1.000 \text{ m}$ con carico e generazione concentrati all'estremità

Dall'equazione (1.6) si evince che la presenza di DER attenua le cadute di tensione lungo il feeder fintantoché $P_L(t) \geq P_G(t)$ e $Q_L(t) \geq Q_G(t)$. Il caso presenta analogie rispetto a una rete passiva, per cui le modalità di regolazione della tensione si basano sulle note tecniche consolidate nel tempo. Quando, tuttavia, il carico è inferiore alla potenza prodotta localmente, la caduta di tensione diventa negativa, ovverosia si assiste a un aumento della tensione lungo il feeder, con i valori più elevati localizzati in prossimità degli impianti di generazione, spesso nelle parti terminali dei feeder, situazione che peraltro si verifica soventemente quando il livello di penetrazione è elevato anche a causa dello sfasamento tra i picchi della curva di carico tipica degli utenti domestici e i picchi di produzione eolica e fotovoltaica.

1.5.2 Interventi per la regolazione del modulo delle tensioni

Le linee costituenti la rete di distribuzione di bassa tensione sono prevalentemente resistive, ove il rapporto X/R è minore di uno e tipicamente attorno a 0,4 [11]. Tale risultato non sorprende poiché l'induttanza di servizio è proporzionale al logaritmo decimale della distanza tra i conduttori e nelle linee considerate tale distanza è ridotta proprio a causa dei bassi livelli di tensione.

La resistenza chilometrica è proporzionale alla resistività del materiale conduttore e inversamente proporzionale alla sua sezione. Le sezioni dei cavi di bassa tensione sono elevate, a causa dei consistenti flussi di corrente dovuti ai ridotti livelli di tensione. Pertanto, la resistenza chilometrica risulta essere la componente prevalente dei parametri longitudinali di linea. La capacità di esercizio e la conduttanza trasversale si possono in prima approssimazione trascurare data la ridotta lunghezza di sviluppo che caratterizza le linee di distribuzione di bassa tensione (al più dell'ordine del chilometro).

La caduta di tensione su una linea è dunque proporzionale all'impedenza longitudinale tra la sbarra posta al secondario del trasformatore e il carico e alla corrente assorbita dal carico stesso. Il metodo più diffusamente adottato per contenere le cadute di tensione in una rete di distribuzione consiste nell'utilizzo di banchi di condensatori che erogano potenza reattiva, in modo da compensare la quota parte di caduta di tensione dovuta alla reattanza [8]. La fornitura è tanto più efficace quanto più è localizzata in prossimità del carico poiché evita il transito di flussi di potenza reattiva che diminuiscono l'ampacity del cavo. Questo metodo ha lo svantaggio di poter potenzialmente introdurre delle distorsioni nelle forme d'onda della tensione in caso di risonanza del trasformatore e dei banchi di condensatori. Tali risonanze si verificano in particolare quando nella rete siano presenti armoniche di corrente a elevata frequenza. Vengono utilizzati per lo scopo anche dei componenti di tipo elettronico denominati Static Var Compensator (SVC) costituiti da banchi di capacitori o reattori in derivazione controllati da tiristori, il cui vantaggio consiste nella dinamica più rapida, dato che il loro controllo è affidato a dispositivi a semiconduttore e non a interruttori di tipo elettromeccanico. Essi non sono però in grado di mitigare le sovratensioni che si presentano nelle reti attive. Per sopperire a tale mancanza, è possibile operare un controllo della potenza reattiva della rete sfruttando gli inverter utilizzati dalla maggior parte delle DER per la connessione al sistema di distribuzione. Essi, infatti, possono funzionare nei quattro quadranti, permettendo una modulazione della potenza reattiva scambiata. In particolare, contribuiscono a limitare l'aumento della tensione lungo il feeder cui sono connessi attraverso l'assorbimento di potenza reattiva, seppure a spese di un aumento delle perdite nel sistema dovuto all'incremento delle correnti circolanti [11].

L'utilizzo dei dispositivi elencati può tuttavia non essere pienamente efficace a causa del ridotto valore del rapporto X/R , motivo per il quale nel sistema studiato la tensione potrebbe essere più sensibile alle variazioni di potenza attiva piuttosto che reattiva. Infatti, considerando per semplicità una linea puramente resistiva, si evince che la potenza complessa all'arrivo (punto

2) ta da:

$$\dot{S}_2 = \bar{U}_2 \bar{I}^* = \bar{U}_2 \frac{(\bar{U}_1 - \bar{U}_2)^*}{R} = \frac{\bar{U}_2 \bar{U}_1^* - U_2^2}{R} = \frac{\bar{U}_2 U_1 e^{-j\varphi}}{R} - \frac{U_2^2}{R} \quad (1.7)$$

Se il valore di φ è sufficientemente piccolo, come accade solitamente in queste reti, allora:

$$P_2 = \frac{U_1 U_2 \cos(-\varphi)}{R} - \frac{U_2^2}{R} \approx \frac{U_2}{R} (U_1 - U_2) \propto \Delta U \quad (1.8)$$

Data la prevalenza del termine resistivo, si intuisce che il metodo più efficacemente applicabile per la limitazione delle cadute di tensione consiste nella riduzione della resistenza chilometrica della linea. Tuttavia questa soluzione risulta difficilmente applicabile, in quanto occorrerebbe aumentare notevolmente le sezioni dei cavi, con un impatto economico considerevole.

Alcuni studi [8] hanno evidenziato una maggiore efficacia nella regolazione della tensione di una rete che presenti carichi passivi e generazione distribuita attraverso lo sfruttamento dei sistemi di accumulo. Essi, infatti, possono contribuire a contenere le cadute di tensione in una rete in funzionamento passivo erogando la potenza attiva precedentemente cumulata e a limitare gli aumenti di tensione attraverso l'assorbimento della potenza attiva in eccesso nel feeder e utilizzandola per ricaricarsi. Se da un lato è dimostrata l'efficacia di questo meccanismo, dall'altro vi sono dei limiti dati dalla capacità installata, superata la quale il sistema non contribuisce più alla regolazione della tensione, e ai costi di installazione di tali dispositivi, che risultano ad oggi proibitivi. Un altro metodo per il controllo della tensione teoricamente utilizzabile è la modifica dell'impedenza della rete [1]. Il sistema, adottato soprattutto quando si hanno numerosi elementi in parallelo, permette di inserire e disinserire linee e trasformatori addizionali durante i picchi di carico e ha come effetto secondario la variazione della tensione. Infine si cita la possibilità di inserire dei capacitori in serie al feeder per la compensazione della reattanza di linea, con elementi di by-pass per la regolazione del grado di compensazione.

Il lavoro di ricerca attuale si sta concentrando sui trasformatori equipaggiati con variatori sotto carico (OLTC) per la regolazione della tensione. Questi dispositivi, il cui funzionamento verrà approfondito nel capitolo II, possono essere installati nelle sottostazioni secondarie al posto dei trasformatori normalmente presenti e, modificando il rapporto di trasformazione attraverso una opportuna selezione delle prese poste al primario o al secondario del trasformatore, aiutano a contenere gli innalzamenti e le cadute di tensione delle linee presenti a valle. Le prime problematiche che sorgono sono relative alla modalità di controllo del variatore [7]. Un OLTC è normalmente accoppiato a un relé AVR (Automatic Voltage Relay) e a un LDC (Line Drop Compensator). L'AVR misura la tensione in uscita al trasformatore, calcola la caduta di tensione nel punto più distante del feeder, attraverso l'LDC, e ne comanda la variazione del rapporto di trasformazione quando la differenza rispetto al valore impostato supera una soglia predefinita, dopo un ritardo sufficiente a impedirne l'intervento dovuto a fluttuazioni rapide della tensione. Tuttavia l'LDC potrebbe non funzionare correttamente, non essendo in grado di modellizzare propriamente il comportamento dei generatori lungo il feeder, poiché si basa su misurazioni locali a valle del trasformatore [12] e su stime dell'impedenza di linea, ma non riconosce i flussi di potenza che transitano istantaneamente tra i rami della rete a valle. Si intuisce, inoltre, che il solo utilizzo di un trasformatore con variatore sottocarico può non essere sufficiente a mantenere il valore delle tensioni entro i limiti prestabiliti per ogni feeder alimentato dalla stessa sbarra [13]. Infatti la struttura di un feeder è in generale diversa l'una dall'altra, a causa della differente composizione di carichi e generatori e, inoltre, del comportamento degli utenti allacciati. Possono perciò verificarsi situazioni contraddittorie all'interno dello stesso sistema e il regolatore, chiamato a operare in tali condizioni, può non essere in grado di soddisfare i limiti di tensione imposti dagli standard tecnici. A titolo di esempio può accadere che una sbarra della

sottostazione siano connesse linee pesantemente caricate assieme ad altre caratterizzate da una maggiore incidenza di generazione distribuita. In tal caso, se l'OLTC agisce per abbassare il valore della tensione sui feeder con elevata generazione, si verifica che l'intero sistema a valle subisce l'abbassamento. I feeder con preponderanza di carico passivo, già interessati da una certa caduta di tensione, potrebbero trovarsi alimentati a valori inferiori ai limiti previsti. Si comprende, allora, che la strada da perseguire è presumibilmente costituita dall'interazione tra i vari dispositivi regolatori presenti in una rete di distribuzione (OLTC, banchi di condensatori, sistemi di accumulo), che agiscono in modo coordinato e in tempo reale grazie a una estesa rete di misuratori (smart metering) che inviano i dati raccolti a un sistema centralizzato, il quale deve agire compensando la tensione dapprima localmente, grazie ai sistemi di accumulo e ai banchi di condensatori, poi centralmente attraverso l'intervento dell'OLTC. In tal senso le problematiche maggiori sono rappresentate dalla necessità di sviluppare una solida e costosa rete IT in grado di elaborare molto rapidamente enormi quantità di dati e di agire conseguentemente perseguendo lo scopo ultimo, cioè il mantenimento delle tensioni entro i valori previsti in ogni punto della rete.

1.5.3 Sbilanciamento delle tensioni lungo i feeders

In Italia le forniture di energia elettrica in bassa tensione avvengono di norma in fornitura monofase quando la potenza richiesta o immessa dall'utente non supera i 6 kW. Per le utenze passive tale limite è a volte elevato a 10 kW, se ciò non comporta difficoltà nell'esercizio della porzione di rete [6]. Data la diffusa presenza di carichi e generazione distribuita monofase, risulta evidente come la rete possa trovarsi in condizioni di forte sbilanciamento per periodi anche prolungati. Tali condizioni implicano la circolazione di correnti diverse nelle tre fasi di una linea, da cui deriva il verificarsi di cadute di tensione non simmetriche, con conseguente perdita del bilanciamento delle tensioni ai nodi della rete e aumento della corrente circolante nel conduttore di neutro.

Alcune tipologie di carico sono particolarmente sensibili al fenomeno dello sbilanciamento delle tensioni. In particolare, i motori asincroni subiscono un aumento delle perdite negli avvolgimenti di statore e di rotore dovuto alla presenza di un campo al traferro rotante in senso opposto rispetto a quello generato dalle correnti di sequenza diretta e causato dalle correnti di sequenza inversa. Parimenti si assiste a una diminuzione della coppia utile e all'insorgere di vibrazioni che possono sollecitare eccessivamente il dispositivo.

I convertitori possono generare armoniche e interarmoniche non caratteristiche del dispositivo stesso, mentre i carichi monofase potrebbero subire le conseguenze di una tensione inadatta al loro funzionamento. Inoltre il potenziale del conduttore di neutro può subire degli aumenti anche consistenti [14] [15].

In caso di severo sbilanciamento della rete, le usuali tecniche di regolazione potrebbero non essere sufficienti a garantire che le tensioni rimangano entro i limiti stabiliti ⁷. L'argomento è a tutt'oggi oggetto di studio e di particolare interesse risulta l'impiego di trasformatori equipaggiati con tap-changer manovrabili sottocarico. In tal senso, alcuni autori propongono in [14] di superare lo sbilanciamento delle tensioni impiegando per ogni fase un trasformatore di regolazione connesso in serie con due trasformatori OLTC per la regolazione dell'angolo di fase e di un OLTC tradizionale per la regolazione dei moduli delle tensioni oppure la trasformazione del sistema trifase in uno bifase, attraverso l'utilizzo di trasformatori di tipo Scott, con conseguente bilanciamento e successiva trasformazione in un sistema trifase equilibrato. Altri studi [16] han-

⁷La Norma Tecnica CEI EN 50160 stabilisce che, in condizioni normali di esercizio, durante ciascun periodo di una settimana il 95% dei valori medi efficaci della componente inversa della fondamentale della tensione di alimentazione, calcolati su un intervallo di dieci minuti, deve essere compreso entro il 2% della componente diretta della fondamentale [9]

no dimostrato l'efficacia dello sfruttamento degli inverter utilizzati per l'interfacciamento alla rete di distribuzione delle DER ai fini del bilanciamento delle correnti squilibrate. In particolare, l'iniezione di correnti di compensazione di sequenza inversa e omopolare di modulo uguale e segno opposto rispetto a quelle misurate in un punto della rete permette praticamente di azzerare le componenti di sequenza inversa e omopolare delle tensioni.

Uno studio [15] ha evidenziato la possibilità di ridurre il fattore di sbilanciamento delle tensioni in una rete impiegando un OLTC con controllo disaccoppiato sulle tre fasi. Questa tecnica, che consente di regolare singolarmente le tensioni, comporta una riduzione del VUF se il tap-changer è in grado modificare la tensione secondaria con passi al limite continui. Infine, altri autori [17] hanno verificato l'efficacia dell'utilizzo dei cosiddetti "smart transformer", basati su dispositivi elettronici di potenza, con uno stadio di conversione ad alta frequenza che permette la separazione elettrica tra i sistemi di media e di bassa tensione, migliorando le condizioni di bilanciamento delle tensioni nella rete di bassa tensione e delle correnti nella rete di media.

1.5.4 Fluttuazioni rapide della tensione [1]

Le variazioni rapide della tensione, termine con cui si intende una variazione del modulo della tensione entro i valori di normale funzionamento ($U_n \pm 10\%$), causano un fenomeno conosciuto come "flicker", tradizionalmente correlato alle condizioni di funzionamento di particolari tipologie di carico, come i forni ad arco. Il fenomeno è dovuto a variazioni nel consumo o nell'immissione nel sistema di potenza reattiva. Tali fluttuazioni possono essere provocate anche dal funzionamento di alcune tipologie di DER, depauperando la qualità della tensione del sistema cui sono connesse. A titolo di esempio, nei sistemi eolici si assiste a repentine variazioni della velocità o della direzione del vento, che altera il valore della potenza prodotta. Similmente, un impianto fotovoltaico è soggetto a improvvise mutazioni della potenza in uscita per il transito di nuvolosità irregolare che scherma l'irraggiamento solare. Gli effetti principali nella rete sono in generale riconducibili allo sfarfallamento dell'intensità luminosa prodotta da una lampada a filamento e la cui severità viene misurata attraverso un apposito strumento chiamato flickermetro. Gli altri componenti della rete, invece, non sono particolarmente soggetti al flicker, in quanto progettati per funzionare entro l'intervallo di tensione stabilito. Un cenno viene dato riguardo ai buchi di tensione, termine con cui si identifica una rapida variazione della tensione con valori compresi tra l'1 e il 90% del valore nominale. Il fenomeno è tipicamente indotto da guasti nel sistema che causano correnti di cortocircuito elevate con conseguenti forti cadute di tensione oppure dall'inserzione e disinserzione di grossi carichi, in particolare motori, con conseguenti variazioni pronunciate della corrente circolante nella rete. Ad esempio l'attuale situazione del mercato elettrico in Italia porta gli impianti cogenerativi a continui avviamenti e arresti dettati dalla ricerca dell'ottimo economico. Tali operazioni sono causa di buchi di tensione per gli utenti connessi a un determinato feeder. I principali effetti che si manifestano riguardano, ancora una volta, principalmente i dispositivi di protezione delle linee e i motori. Gli interruttori possono essere soggetti a scatti intempestivi con conseguente perdita del carico quando il valore della tensione residua è inferiore al 50% della tensione nominale e la sua durata superiore a un ciclo. I motori vedono una riduzione della coppia sviluppata se soggetti a una tensione inferiore al 70% della tensione nominale. La coppia, allora, diventa inferiore a quella frenante opposta dal carico se la durata del buco è tale da annullare l'effetto positivo dell'inerzia della macchina rotante e al ristabilirsi della tensione nominale la corrente assorbita corrisponde a quella di inserzione, con possibile protrarsi del buco di tensione. A loro volta le DER connesse tramite sistemi elettronici dotati di dispositivi di interfaccia possono sconnettersi dalla rete, provocando un effetto a cascata con perdita consistente di produzione e, se il fenomeno si propaga in modo incontrollato, diminuzioni consistenti del valore della frequenza nel sistema. Le modalità utilizzate per la mitigazione di tale fenomeno possono essere ricercate nell'utilizzo di stabilizzatori di tensione,

dispositivi in grado di fornire istantaneamente l'energia che non viene fornita dalla rete durante il buco.

1.6 Presenza di armoniche

La presenza di piccola generazione distribuita nelle reti di distribuzione di media e bassa tensione ha un effetto impattante sull'iniezione di armoniche di corrente all'interno del sistema. La maggior parte dei generatori di energia elettrica da fonte rinnovabile è interfacciata alla rete elettrica attraverso un inverter, che ha la funzione di adattare la tensione prodotta dalla specifica tecnologia in una forma d'onda di frequenza e ampiezza tali da non alterare l'equilibrio del sistema elettrico. In particolare, i convertitori DC/AC producono armoniche di corrente che vengono iniettate nella rete elettrica causando armoniche di tensione e deteriorando la power quality del sistema [18]. Il livello di inquinamento armonico, misurato per questi impianti attraverso il THD_I ⁸, risulta estremamente elevato quando l'inverter lavora a potenza ridotta e migliora sensibilmente con l'approssimarsi alle condizioni di funzionamento nominali. Il deterioramento armonico è inoltre accentuato in presenza di una tensione di rete distorta [19]. In particolare è stato notato che le frequenze che causano un inquinamento armonico sensibilmente maggiore sono centrate nell'intorno della frequenza di commutazione dell'inverter, tipicamente ricadente in una fascia non sufficientemente considerata dagli standard EMC (2-150 kHz). In tale banda le armoniche possono avere effetti negativi sugli smart meter e sui sistemi di comunicazione delle linee di potenza.

Gli effetti delle distorsioni armoniche nella rete sono tuttavia assai più ampi. Da un lato si assiste a un incremento del valore efficace delle correnti transitanti nei conduttori di fase e, di conseguenza, delle perdite per effetto Joule. I conduttori possono eccedere il loro limite termico, con conseguente invecchiamento prematuro dell'isolante, o la loro portata, con possibile intervento delle protezioni della linea. Il conduttore di neutro è interessato dalla somma vettoriale delle correnti di fase. Normalmente, quando i carichi sono bilanciati e le tensioni sono simmetriche ed equilibrate istante per istante, la somma delle correnti sul neutro risulta nulla. Tuttavia, se i carichi sono non lineari, la somma vettoriale delle correnti transitanti nel conduttore di neutro risulta in generale diversa da zero e, in particolare, le componenti di terza armonica vi si sommano algebricamente. Ciò si traduce in una corrente di neutro significativamente elevata, tipicamente fino al 170% della corrente di fase. La conseguenza è il verificarsi di ulteriori perdite nel sistema interessato dal fenomeno e il rischio del superamento della portata nominale del cavo, peraltro spesso di sezione ridotta rispetto a quella dei conduttori di fase.

La presenza di armoniche nel sistema elettrico, la cui frequenza è un multiplo intero della fondamentale secondo l'ordine dell'armonica considerata, può accentuare il fenomeno conosciuto come "effetto pelle", a causa del quale la corrente tende a distribuirsi sulla superficie esterna del conduttore all'aumentare della frequenza. La chiara conseguenza è una minore sezione utile del cavo, che ha come effetto un incremento della resistenza apparente e un aumento della temperatura del cavo e conseguentemente delle perdite. Lo spessore di penetrazione della corrente δ , infatti, è inversamente proporzionale alla radice quadrata della pulsazione angolare

⁸ THD_I è l'acronimo di Total Harmonic Distortion of current, valutato come

$$THD_I = \left[\left(\sum_2^{n,max} I_n^2 \right) / I_1^2 \right]^{0,5}$$

, dove n indica l'ordine dell'armonica

della grandezza considerata⁹. Il fenomeno inizia ad assumere rilevanza per ordini di armonica superiori al settimo.

Dall'altro lato, molte tipologie di carico sono disturbate da un contenuto armonico eccessivamente elevato durante il loro normale funzionamento. In particolare, nei motori e nei generatori si assiste a un incremento delle perdite nel nucleo ferromagnetico e negli avvolgimenti, che si traduce in una riduzione della vita utile delle macchine a causa del prematuro degrado dell'isolante. Nei motori, inoltre, le armoniche di sequenza inversa producono un campo magnetico rotante in direzione opposta rispetto alla fondamentale, riducendo di conseguenza la coppia utile e inducendo oscillazioni di tipo meccanico. Allo stesso modo i trasformatori sperimentano il verificarsi di perdite addizionali dovute all'insorgere di correnti parassite che innalzano la temperatura della macchina riducendo la vita media degli isolamenti. Tali perdite aumentano con il quadrato dell'ordine dell'armonica considerata. È inoltre noto che le perdite dovute a isteresi sono direttamente proporzionali al valore della frequenza. I banchi di condensatori presenti nelle reti di distribuzione per la compensazione della potenza reattiva sono i dispositivi più vulnerabili alla presenza di armoniche. In particolare, il livello di sovratensione che tollerano non eccede in genere il 110% del valore nominale e un valore maggiore si traduce in una eccessiva sollecitazione dell'isolante, il quale può essere interessato da scariche parziali. Tuttavia la maggior parte dei problemi è causata dalle correnti armoniche, che aumentano con l'ordine dell'armonica a causa della riduzione della corrispondente impedenza. Il risultato, peraltro fortemente amplificato in caso di risonanza serie o parallelo con altri elementi presenti nella rete, è costituito da perdite addizionali e danneggiamenti anche permanenti del dispositivo. Anche gli interruttori posti a protezione delle linee possono subire pregiudizio, in particolare i dispositivi dotati di misuratori di corrente o di tensione il cui funzionamento sia basato sul valore di picco della grandezza analizzata. Infine i dispositivi elettronici risultano soggetti a varie tipologie di malfunzionamento, comprendenti ad esempio errori di trasduzione dei segnali nei sistemi di misura e di controllo e disturbi dei dispositivi di diagnostica e di protezione.

A oggi le modalità più diffuse per la riduzione dell'inquinamento armonico di una rete si basano sull'utilizzo di filtri attivi o passivi, collegati in parallelo al carico disturbante o in serie lungo un feeder. I filtri passivi collegati in parallelo, costituiti dalla serie di un induttore e un condensatore, creano un percorso per la chiusura a terra delle componenti armoniche per le quali sono accordati. Quelli attivi, implementati attraverso circuiti elettronici di potenza, sono tali da generare una corrente con forma d'onda che si oppone in modulo e in fase alla componente indesiderata della corrente di carico. I filtri collegati in serie, invece, modificano l'impedenza della rete cui sono connessi, incrementandone il valore limitatamente alle componenti armoniche da ridurre. Nel caso di filtri passivi essi sono costituiti da un circuito LC funzionante in risonanza parallelo per una generica armonica di ordine n e connesso in serie lungo il feeder. Se il filtro è attivo, la sua impedenza viene controllata attraverso un opportuno circuito elettronico di potenza, che genera una tensione in opposizione di fase rispetto a quella distorta, in modo da eliminarne la distorsione.

1.7 Variazioni nei valori delle correnti di cortocircuito

L'incremento della penetrazione delle DER nei sistemi elettrici di distribuzione comporta delle problematiche anche in relazione al contributo che esse apportano alle correnti di cortocircuito durante un guasto. Focalizzando l'attenzione sui sistemi di produzione interfacciati alla rete tramite inverter, il loro contributo alla corrente di cortocircuito è in genere modesto. Tuttavia

⁹ $\delta = \sqrt{\frac{2\rho}{\omega\mu}}$ ove δ è lo spessore di penetrazione, ρ la resistività del materiale, ω la pulsazione angolare e μ la permeabilità magnetica

esso può diventare importante se il numero di unità di generazione è elevato o se tali unità sono di grossa taglia. I dispositivi di protezione presenti nelle reti di distribuzione sono progettati assumendo che la corrente di cortocircuito sia unidirezionale e il loro coordinamento è tale per cui l'intervento è effettuato per escludere solo la porzione di rete interessata direttamente dal guasto. Quando la quota di generazione distribuita presente in una rete di distribuzione assume valori significativi, si possono manifestare le seguenti anomalie [20]:

- guasti bidirezionali che i normali dispositivi di protezione presenti non riescono a identificare correttamente;
- aumento del valore delle correnti di guasto, con perdita del coordinamento tra i sistemi di protezione;
- superamento del potere di interruzione degli interruttori o dei fusibili posti a protezione delle linee terminali;
- variazione nel tempo dei livelli assunti dalle correnti di cortocircuito.

In particolare l'ultimo aspetto si rivela cruciale nel comprendere che le protezioni convenzionalmente utilizzate, lavorando con taratura costante, si dimostrano difficilmente adattabili a un sistema caratterizzato da variazioni continue del valore della corrente di cortocircuito che si può manifestare nella rete.

In aggiunta a ciò, se la porzione di rete dovesse trovarsi a funzionare in isola, essa sarebbe caratterizzata da correnti di guasto assolutamente insufficienti a permettere l'intervento delle protezioni presenti all'interno della rete. Le questioni sono assai delicate poiché riguardano da un lato la sicurezza del sistema di distribuzione e dall'altro la continuità della fornitura. Si potrebbe attuare una disconnessione della generazione distribuita al verificarsi di un guasto nella rete, ma ciò avrebbe una inaccettabile conseguenza sull'affidabilità del sistema [21].

Una possibile soluzione al problema viene ricercata nell'utilizzo di protezioni direzionali con possibilità di settaggio dinamico, basato su informazioni preimpostate o su misure in tempo reale. I dispositivi di protezione, cioè, devono essere in grado di adattare la soglia di intervento in base al valore della corrente di cortocircuito presente nella porzione di rete istante per istante [20]. Questo impone la necessità di un monitoraggio continuo del sistema e introduce problematiche computazionali nella gestione ed elaborazione di enormi flussi di dati. Altri studi [22] propongono, infine, l'implementazione di algoritmi backtracking per la ricerca della sezione interessata dal guasto e la conseguente sconnessione delle DER presenti nel ramo individuato, prima dell'intervento dei dispositivi di protezione, mantenendo in tal modo il coordinamento all'interno del sistema.

1.8 Conclusioni

La rete di distribuzione sta subendo una rapida evoluzione dovuta alla crescente presenza di piccola generazione distribuita tipicamente connessa al sistema di bassa o media tensione. L'aspetto preponderante si rivela essere l'insorgere di problematiche specifiche che i DSO sono chiamati ad affrontare per mantenere i parametri di qualità richiesti per il funzionamento del sistema elettrico. L'inversione dei flussi di potenza, l'alterazione dei profili di tensione, l'inquinamento armonico e la variazione delle correnti di cortocircuito sono aspetti tipici che si manifestano in una rete attiva, caratterizzata dalla contemporanea presenza di utenti attivi e passivi. Tali aspetti impongono una revisione delle tecniche di controllo storicamente utilizzate e l'introduzione di nuovi elementi nel sistema, governati da algoritmi che sfruttano i dati provenienti da

dispositivi di misura diffusi nella rete ed elaborati al fine di attuare le azioni necessarie per mantenere i parametri di qualità a livelli accettabili.

Nel prosieguo si focalizzerà l'attenzione sull'impiego di trasformatori con variatore sottocarico per la mitigazione dei profili di tensione e sul contributo dato dagli scambi di potenza reattiva da parte degli inverter attraverso i quali la GD si interfaccia alla rete di distribuzione di bassa tensione.

Capitolo 2

Tipologie di OLTC e prodotti commerciali

2.1 Introduzione

Il trasformatore con rapporto di trasformazione variabile sotto carico (OLTC) non rappresenta certamente una novità nell'ambito elettrotecnico. Utilizzato storicamente per la semplicità e l'economicità della regolazione della tensione nell'interconnessione tra le reti elettriche di trasmissione e quelle di distribuzione, sta suscitando un crescente interesse per la sua possibile applicazione ai sistemi di distribuzione in bassa tensione, in virtù della possibilità di regolare la tensione seguendo le esigenze della rete. Le cabine pubbliche di distribuzione in bassa tensione sono equipaggiate con trasformatori MT/bt dotati di variatori del rapporto di trasformazione a vuoto. Ciò rappresenta una consuetudine tecnica in quanto, fino alla diffusione della sistemi di piccola generazione distribuita, il gestore della rete aveva l'unica incombenza di assicurare che le cadute di tensione lungo le linee si mantenessero entro i valori richiesti. Questo avveniva in modo molto semplice poiché, conoscendo le potenze impiegate presso gli utenti e il numero di utenti connessi a un feeder, i variatori dei trasformatori venivano regolati in modo tale da garantire che tutti gli utenti fossero alimentati a una tensione minima pari al novanta per cento di quella nominale nelle condizioni di esercizio più gravose. In questa situazione non si rendeva necessario introdurre sistemi di regolazione sotto carico nei trasformatori di distribuzione anche e soprattutto per evitare aggravii di spesa dovuti a un costo maggiore della macchina e ai frequenti interventi di manutenzione richiesti.

La diffusione della GD, tuttavia, ha introdotto alcune complicazioni. Nei momenti di squilibrio tra generazione e carico all'interno della rete i flussi di potenza possono assumere direzioni opposte: in particolare, un eccesso di generazione porta all'inversione dei flussi di potenza verso la rete di media tensione. Questo fenomeno causa un aumento della tensione nei punti della rete più remoti. L'assetto della rete di distribuzione, allora, varia continuamente e, quando il livello di generazione supera una certa quota, non risulta più possibile il mantenimento della tensione all'interno dell'intervallo con il solo ausilio dei variatori a vuoto i quali, peraltro, necessitano di una preventiva disalimentazione della macchina con conseguente interruzione di fornitura agli utenti. Una delle soluzioni possibili è l'introduzione di trasformatori con OLTC nelle reti di distribuzione di bassa tensione che, pur presentando dei costi maggiori rispetto ai normali trasformatori della medesima taglia, permettono di evitare costosi investimenti nell'espansione e nel rinforzo delle reti sopraddette.

Il principio di funzionamento di un OLTC di tipo tradizionale è abbastanza semplice e si basa sulla presenza di un tap-changer, che permette la modifica del rapporto di trasformazione al primario o al secondario del trasformatore attraverso un selettore in grado di modificare

la propria posizione per includere o escludere un predefinito numero di spire. Naturalmente la presenza del tap-changer, a parità di altri parametri, introduce un aumento dei costi del trasformatore e diminuisce l'affidabilità della macchina, con conseguente accrescimento dei costi di manutenzione. Inoltre aumenta le perdite della macchina stessa, in quanto la densità di flusso prevista per il funzionamento nominale deve essere inferiore alla condizione ottimale per permetterne un incremento fino al valore massimo previsto nelle condizioni di funzionamento più gravose. Allo stesso modo si verifica un sovradimensionamento del sistema di raffreddamento e una variazione dell'impedenza interna della macchina con il variare della posizione delle prese. A questo punto appare evidente che la fase critica del funzionamento del trasformatore OLTC si rivela essere la commutazione da una presa all'altra. Il cambio di presa sotto carico senza ulteriori accorgimenti non risulta attuabile poiché comporterebbe una momentanea perdita di carico e l'instaurarsi di un arco elettrico con deterioramento rapido dei contatti.

Nel prosieguo del capitolo vengono dapprima analizzati i tap-changer di tipo meccanico, illustrando alcune tipologie costruttive e le criticità relative alle fasi di commutazione. Vengono poi brevemente introdotti i tap-changer con funzionamento assistito dall'elettronica di potenza e quelli completamente elettronici, che rappresentano il ritrovato più recente nell'ambito analizzato. Infine viene operata una breve disamina su alcuni prodotti proposti per l'impiego nelle sottostazioni secondarie di trasformazione.

2.2 Tap-changer di tipo meccanico

La tecnologia dei tap-changer venne sviluppata, a partire dalla fine degli anni venti del novecento, basandosi su sistemi di tipo meccanico, movimentati da azionamenti a guida diretta o da sistemi di accumulo quali molle e volani. Per loro natura, dunque, la velocità di operazione era assai ridotta, ciò non costituendo un problema data la modalità con cui essi venivano inizialmente impiegati. Le difficoltà maggiori riguardavano infatti il deperimento dei contatti nelle fasi di cambio della presa. Per mitigare l'effetto della commutazione sono state storicamente adottate due soluzioni diverse, che hanno in comune l'inserimento di una impedenza transitoria, di tipo resistivo o reattivo, consistente in una o più unità che creano un collegamento tra due prese adiacenti, al fine di trasferire il carico da una posizione all'altra senza interromperlo. L'inserzione di un'impedenza presente inoltre il vantaggio di limitare la circolazione della corrente tra le due prese, che fluisce in virtù della differenza di potenziale presente tra le stesse. Questa differenza di potenziale, chiamata anche tensione di gradino (U_{step}), è di norma compresa tra lo 0,8% e il 2,5% della tensione nominale.

2.2.1 Diverter resistor e diverter reactor tap-changer

I diverter resistor tap-changer [23], ovvero sia tap-changer con commutatore a resistenza, impiegano uno o più resistori che vengono inseriti nel circuito del dispositivo durante la fase di commutazione tra una presa e l'altra. L'inserzione di un resistore durante la manovra sotto carico ha il vantaggio di limitare il valore della corrente circolante tra le due prese successive che entrano simultaneamente in conduzione durante la fase di commutazione. Inoltre la vita media dei contatti aumenta considerevolmente, essendo la durata dell'arco relativamente ridotta in virtù del fattore di potenza unitario.

I diverter resistor tap-changer si dividono in due tipologie, a seconda che la selezione della presa e la commutazione vengano effettuati attraverso i medesimi contatti o con due diversi componenti. Nel primo caso si parla di tap-changer a singolo scompartimento (single compartment tap-changers), nel secondo ci si riferisce a tap-changer a doppio scompartimento. Gli ultimi, utilizzati soprattutto per trasformatori di potenza elevata, impiegano dei selettori di forma cir-

colare o lineare, i quali non sono interessati dal fenomeno di apertura e richiusura della corrente e possono pertanto essere posizionati all'interno del cassone del trasformatore e immersi nello stesso olio. Infatti, non verificandosi archi elettrici in corrispondenza dei selettori, non vi è pericolo di contaminazione con conseguente deperimento del dielettrico. I deviatori e i resistori sono collocati in uno scompartimento separato.

Le tecniche sviluppate per effettuare la commutazione con questa tipologia di dispositivo sono molteplici. A titolo esemplificativo, si riportano lo schema circuitale (fig. 2.1) e la sequenza di funzionamento (fig. 2.2) di un tap-changer a doppio resistore.

Durante una commutazione, ad esempio dalla presa 1 alla 2, la corrente di carico I_L , inizialmente transitante attraverso il contatto principale M_1 (1), viene deviata lungo il resistore R_1 (2), producendo un arco elettrico nel distacco del selettore dal contatto principale fino al primo passaggio della corrente per lo zero. Tale corrente induce una tensione di ripristino tra M_1 e il contatto mobile, pari a $R_1 I_L$. Si comprende allora che il valore di R_1 deve essere scelto come miglior compromesso tra la minore tensione di ripristino e la minore corrente I_c circolante tra i due resistori durante la chiusura del circuito ai loro capi. Successivamente la corrente fluisce attraverso il parallelo dei due resistori R_1 e R_2 (3). Infine la commutazione viene completata con la confluenza della corrente di carico sul resistore R_2 (4) fintantoché il selettore non ha raggiunto la posizione finale verso il contatto principale M_2 (5). La commutazione avviene in un intervallo di tempo di circa 60 ms, durante il quale i resistori vengono inseriti per un periodo non superiore a 20-30 ms. Questo permette di diminuire i rischi di danneggiamento del componente e al contempo di aumentare la vita media dell'olio, in quanto il degrado del dielettrico è proporzionale alla corrente d'arco e alla sua durata. Il tempo complessivo per portare a termine l'intera sequenza di commutazione, tuttavia, è all'incirca di 3-10 secondi. Per potenze ridotte le due funzioni sono spesso svolte da un unico dispositivo denominato "arcing tap switch", generalmente di tipo rotativo. Esso può essere dotato di un resistore (flusso monodirezionale) o di due resistori (flusso bidirezionale). La figura 2.3 riporta un esempio di arcing tap switch con doppio resistore.

L'altra tipologia di tap-changer storicamente utilizzata è il diverter reactor tap-changer, ovverosia tap-changer con commutatore a reattanza (vedi fig. 2.4). Questa modalità costruttiva si differenzia dalla precedente per l'impiego di reattori al posto dei resistori. Utilizzato agli albori della tecnica e prevalentemente a tutt'oggi solo negli Stati Uniti, ha il vantaggio di raddoppiare il numero di posizioni ottenibili a parità di prese del trasformatore. Inoltre il reattore può essere mantenuto permanentemente inserito nel circuito di potenza. Tuttavia i contatti hanno una vita media inferiore a causa del maggior tempo richiesto per estinguere l'arco elettrico.

L'utilizzo di queste tipologie di OLTC, senza ulteriori accorgimenti, appare inadatto ad impieghi in cui sia richiesta una elevata frequenza di commutazione, poiché la presenza di parti meccaniche in movimento e la formazione di archi elettrici durante i transitori comporta una veloce degradazione dei componenti meccanici con frequenti interventi di manutenzione e aumenti insostenibili dei costi operativi. Ciò implica tra l'altro un inaccettabile peggioramento dei parametri di qualità del servizio. Inoltre la relativa lentezza richiesta per la movimentazione delle componenti meccaniche impedisce l'utilizzo della macchina in reti che richiedano prestazioni spinte.

2.2.2 Utilizzo di interruttori in vuoto

A parziale miglioramento delle problematiche anzidette, occorre accennare agli OLTC con interruttori sottovuoto. Già presenti dagli anni settanta negli OLTC con tap-changer di tipo reattivo, sono ad oggi impiegati anche nei trasformatori con tap-changer a resistori, grazie ai miglioramenti tecnologici avvenuti nell'ultima decade, che hanno permesso di ridurre sensibilmente le dimensioni di ingombro. L'interruttore in vuoto è caratterizzato dall'assenza di materiale ionizzabile

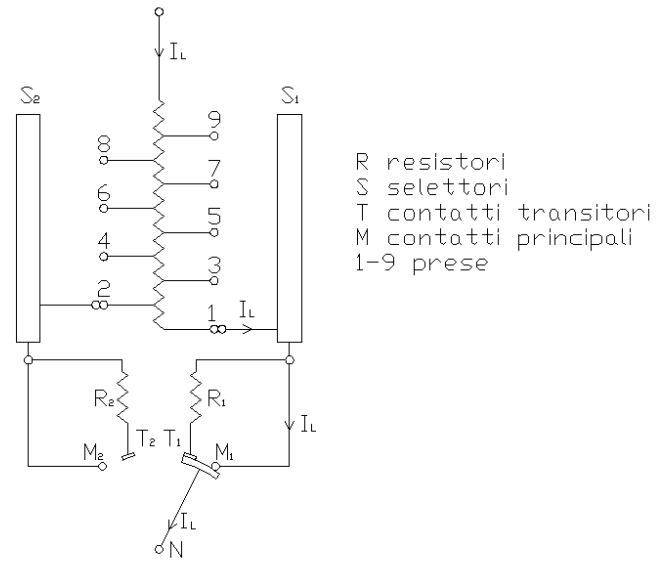


Figura 2.1: Schema circuitale di un tap-changer meccanico a doppio resistore

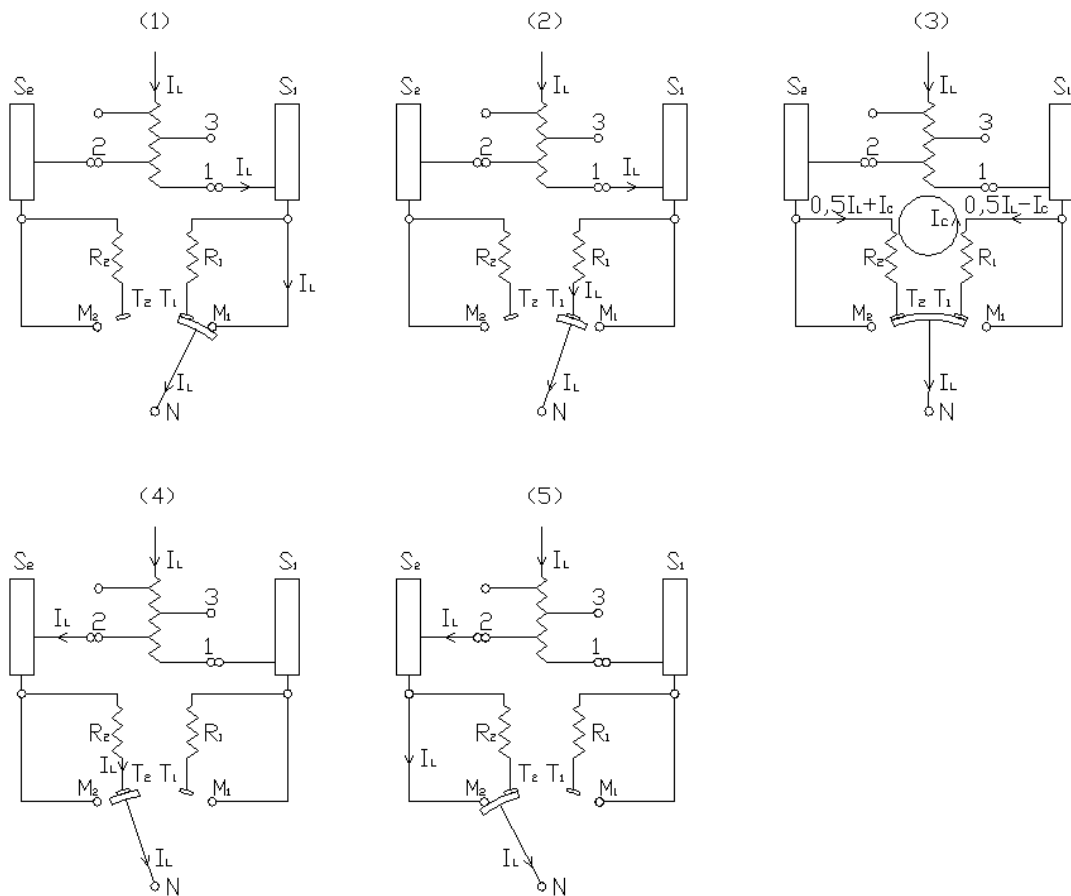


Figura 2.2: Sequenza di commutazione di un tap-changer meccanico a doppio resistore

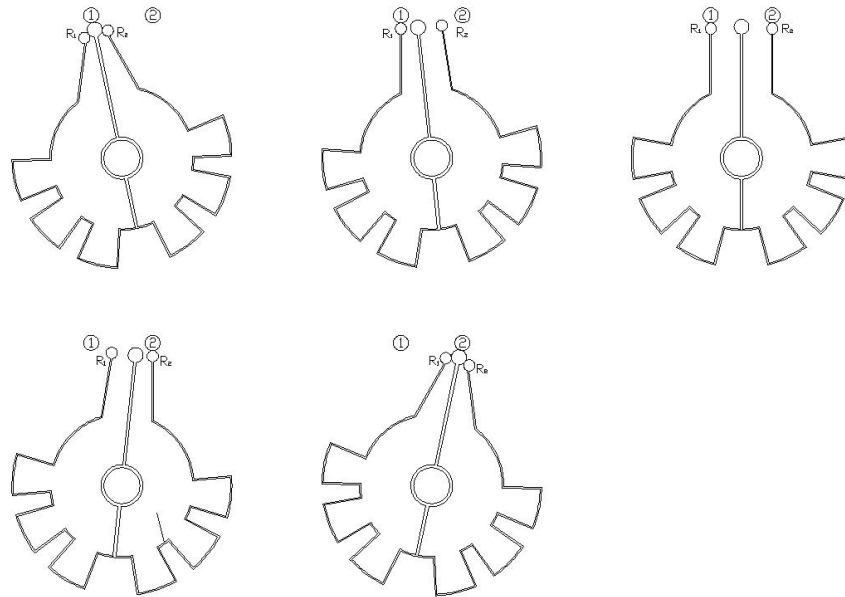


Figura 2.3: Sequenza di commutazione di un tap-changer rotativo a doppio resistore

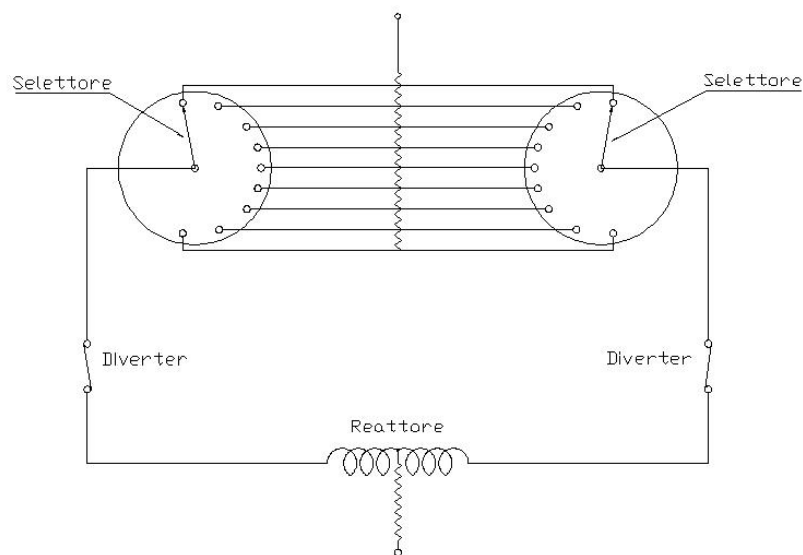


Figura 2.4: Tap-changer di tipo reattivo

all'interno della camera di interruzione. L'arco elettrico che si verifica durante l'apertura e la richiusura dei contatti è assai ridotto rispetto a quello che si verifica negli altri tipi di interruttore ed è presente a causa della vaporizzazione del materiale di cui sono costituiti i contatti. Questo consente il superamento di alcune problematiche che caratterizzano le casistiche precedentemente analizzate. In particolare, essendo l'interruttore contenuto in un ambiente ermeticamente isolato e non essendovi interazione con il mezzo circostante, il dielettrico non funge più anche da mezzo di spegnimento dell'arco elettrico e non si producono prodotti di scarto che provocano un inevitabile invecchiamento dell'isolante [24]. La tensione d'arco è molto ridotta rispetto a quella che si verifica in olio e conseguentemente si manifestano minori perdite e la durata del dispositivo risulta notevolmente aumentata. Infine il tempo di ripristino del dielettrico è considerevolmente più veloce, permettendo una diminuzione dei tempi di commutazione. A titolo di esempio si riporta la sequenza di commutazione del dispositivo VACUTAP VV, commercializzato da MR, che sfrutta interruttori in vuoto impiegati in OLTC con l'utilizzo di resistori (vedi figura 2.5).

Inizialmente il dispositivo opera sulla presa numero uno (1), con la corrente transitante attraverso i contatti principali ed entrambi gli interruttori M e T chiusi, ove con M si è indicato l'interruttore principale e con T quello transitorio. Il passaggio verso la presa numero due inizia con l'apertura del contatto transitorio (2) e la successiva apertura del relativo interruttore in vuoto (3) non attraversato da alcuna corrente. Una volta che i contatti del selettore secondario si sono portati sulla tacca preselezionata (4), l'interruttore relativo viene richiuso e si instaura una corrente circolante tra i due rami dovuta alla differenza di potenziale presente tra le due prese successive (5). Tale corrente è limitata dalla presenza del resistore. A questo punto viene aperto l'interruttore sul ramo principale e la corrente fluisce sui contatti del ramo secondario posizionato sulla nuova presa preselezionata (6). Nel contempo i contatti del ramo principale, non attraversati da alcuna corrente, vengono portati sulla tacca numero due (7)(8). L'operazione di commutazione viene conclusa richiudendo l'interruttore M (9) e la corrente ritorna a fluire nel ramo principale.

L'utilizzo di tap-changer di tipo meccanico comporta, in definitiva, alcuni svantaggi che li rendono poco adatti ad essere utilizzati nei sistemi di distribuzione di bassa tensione, ove è presumibilmente previsto un elevato numero di manovre. In primo luogo la corrente d'arco che si sviluppa durante la commutazione causa la presenza di impurità nell'olio e il degrado dei contatti, a meno di non utilizzare interruttori in vuoto con un considerevole aumento dei costi di installazione. Questo si traduce in un elevato costo di esercizio e nella necessità di una manutenzione frequente. La velocità di commutazione, a causa della natura meccanica dei dispositivi, risulta di alcuni ordini di grandezza superiore rispetto ai valori raggiungibili impiegando componenti elettronici. Infine, l'utilizzo di tap-changer meccanici di tipo resistivo introduce un sensibile aumento delle perdite durante la commutazione [3]. Per contro, le perdite in conduzione risultano notevolmente attenuate.

2.3 Tap-changer di tipo elettronico

Gli OLTC interamente elettronici utilizzano interruttori a semiconduttore durante la commutazione e non sono quindi interessati dalla formazione di archi elettrici [25]. Dal momento che non vi sono parti meccaniche in movimento, i costi di manutenzione e di esercizio sono assai ridotti rispetto ai dispositivi tradizionali. Tuttavia i maggiori vantaggi risiedono nell'elevata rapidità di commutazione, che può teoricamente essere ridotta a un semiperiodo e nella possibilità di cambiare la posizione della presa senza dover attraversare le prese intermedie. Queste caratteristiche consentono di utilizzare il dispositivo per la compensazione in tempo reale dei parametri che inficiano la power quality del sistema. Per contro è da considerare che le perdite dovute al funzionamento si rivelano maggiori che in un OLTC di tipo meccanico a causa della

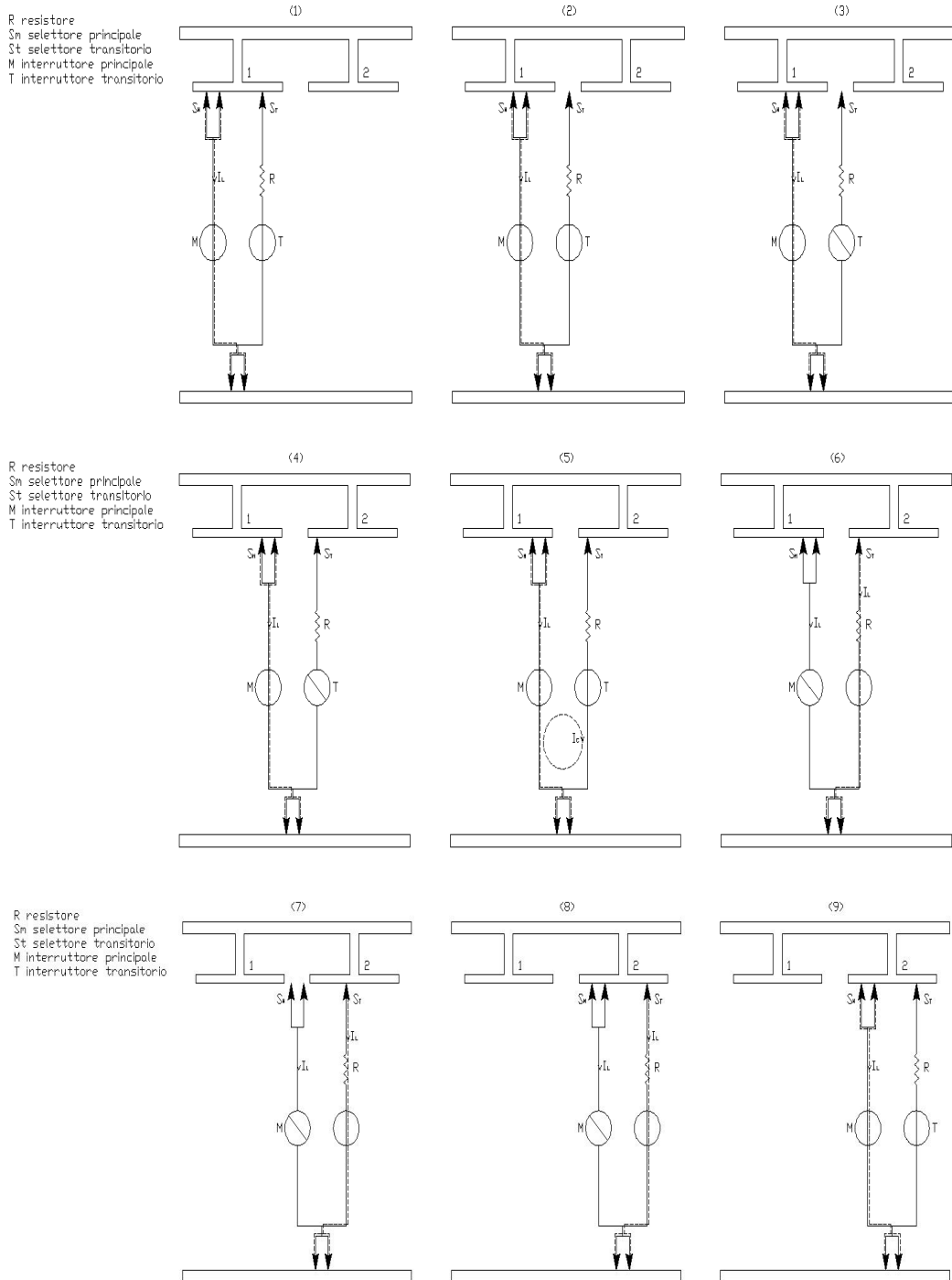


Figura 2.5: Sequenza di commutazione di un resistor tap-changer con interruttori in vuoto

più elevata caduta di tensione introdotta dall'interruttore a stato solido durante la conduzione, così come sono più elevati i costi di realizzazione del dispositivo, data la presenza dei componenti elettronici sopraddetti. Infine, risultano più sensibili alle sovratensioni impulsive e alle correnti di guasto.

I componenti più delicati di questi dispositivi sono gli interruttori a stato solido. Per la loro funzione essi debbono essere bidirezionali, in quanto devono permettere il passaggio di correnti in entrambe le direzioni durante la conduzione ed essere in grado di tollerare l'applicazione di tensioni di opposte polarità. Un interruttore bidirezionale di questo tipo è ottenibile ponendo due tiristori in antiparallelo, come nell'esempio di figura 2.6. In conduzione la corrente può circolare in entrambe le direzioni, con possibilità di controllo, mentre in stato di blocco la tensione può essere sopportata da entrambi i dispositivi. Il vantaggio di questa configurazione è che l'unica caduta di tensione si verifica durante la conduzione e coincide con la caduta di tensione del tiristore.

Una tale configurazione è realizzabile solo utilizzando dispositivi con tensione inversa di blocco sufficientemente elevata, tipicamente tiristori. L'utilizzo di altri interruttori allo stato solido, quali IGBT e MOSFET, è reso possibile a patto di inserire ulteriori elementi nel circuito. Per esempio, si può impiegare un IGBT con un ponte a diodi. In tal modo, durante la conduzione, l'IGBT conduce sempre nella stessa direzione indipendentemente dal verso della corrente in ingresso dai diodi. Inoltre presenta il vantaggio di permettere l'utilizzo di un unico dispositivo, con minori costi di installazione. Tuttavia si verifica facilmente che le cadute di tensione in conduzione sono maggiori e pari alla somma di quelle che si verificano sull'IGBT e sui due diodi (figura 2.6) attraversati dalla corrente, il cui verso di conduzione non risulta controllabile. In ogni caso, nello schema presentato, è possibile sostituire l'IGBT con un MOSFET o un tiristore, pur mantenendo inalterate le problematiche anzidette.

Un'altra opzione è costituita dall'utilizzo di due dispositivi unidirezionali, quali gli IGBT, abbinati convenientemente a due diodi in antiparallelo per controllarne il verso della corrente (figura 2.6). La configurazione ha il vantaggio di presentare una caduta di tensione minore rispetto al caso precedente, limitata a quella presente sull'IGBT e sul diodo, ma ha un costo maggiore perché impiega più interruttori a stato solido. In conduzione la corrente transita attraverso S1 e il diodo 2 o attraverso S2 e il diodo 1 a seconda del segno della corrente.

Per queste ragioni, la configurazione tipica di un tap-changer elettronico è caratterizzata da interruttori di potenza a semiconduttore composti da coppie di tiristori e da un interruttore in vuoto utilizzato per bypassare gli interruttori di potenza al verificarsi di un guasto o durante l'inserzione del trasformatore.

In figura 2.7 viene rappresentata una configurazione basilare del dispositivo e il suo circuito equivalente. Il principio di funzionamento è intuitivo [26].

Per cambiare la posizione della tacca è sufficiente accendere la coppia di tiristori corrispondenti alla nuova posizione desiderata e spegnere quella relativa alla posizione precedente, prestando particolare attenzione all'istante in cui viene operata l'accensione dei dispositivi, in modo da evitare il cortocircuito dei due rami che porterebbe a danneggiamenti degli avvolgimenti e dei componenti elettronici. L'istante di commutazione deve perciò essere regolato in modo tale da avvenire nelle regioni di sicurezza, ovvero verso l'alto quando tensione e corrente hanno lo stesso segno e verso il basso quando il loro segno è discorde, se il flusso di potenza è diretto verso i carichi. Il concetto si inverte quando il flusso di potenza assume direzione opposta. In figura 2.8 vengono rappresentate le regioni di sicurezza nell'ipotesi che i dispositivi siano ideali e trascurando l'induttanza di dispersione del trasformatore.

Si noti che, quando il fattore di potenza diventa unitario, la regione di sicurezza per operare la commutazione verso il basso scompare nel caso di flusso diretto, mentre scompare la regione di sicurezza per la commutazione verso l'alto se il flusso è inverso. In questa configurazione,

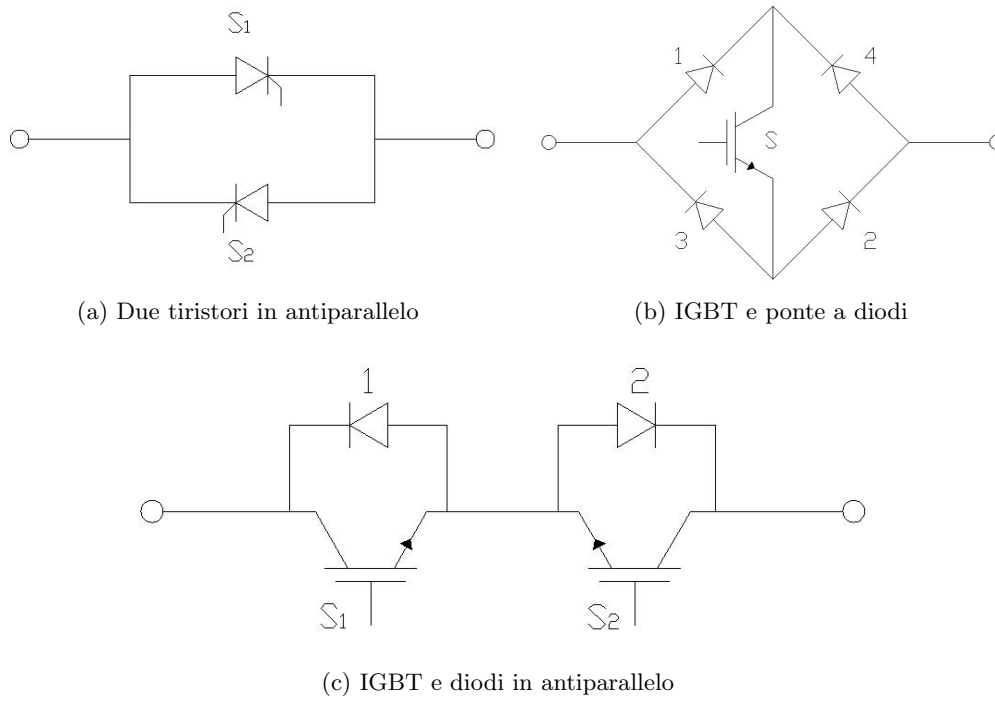


Figura 2.6: Modalità per ottenere un interruttore bidirezionale

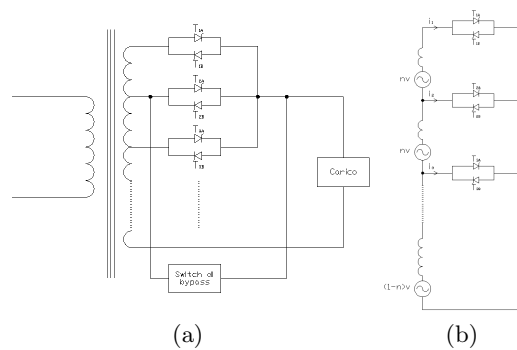


Figura 2.7: Schema elettrico (a) e circuito equivalente (b) di un OLTC elettronico

inoltre, il numero di gradini non può essere troppo elevato, in quanto i tiristori dovrebbero essere dimensionati per una tensione nominale eccessivamente gravosa. Tale problema viene superato utilizzando differenti schemi circuitali che permettono di suddividere i tiristori in gruppi, in modo da ridurre la massima tensione applicata su ciascuno. Ad esempio, è possibile utilizzare la configurazione della figura 2.9 [26].

Un cenno deve essere dato anche a riguardo delle tecniche di controllo utilizzate per la modulazione della tensione in uscita. Allo stato attuale esistono quattro metodologie differenti. La prima, detta modulazione a controllo di fase, permette il controllo del valore efficace della tensione in uscita attraverso l'inserimento di due prese, durante un periodo elettrico, alternandole secondo un intervallo di tempo predefinito per ottenere in uscita il valore desiderato. La presenza di una doppia commutazione per ogni periodo ha lo svantaggio di introdurre armoniche a bassa frequenza che disturbano il sistema di potenza. D'altro canto il valore efficace della tensione in uscita è regolabile in modo continuo. Un secondo metodo, denominato modulazione a ciclo discretizzato, prevede che l'uscita venga connessa per un numero intero di cicli X a una presa e per un numero intero di cicli Y a un'altra presa, essendo la somma di X e Y un multiplo intero di un periodo alla frequenza industriale. Questa tecnica ha il vantaggio di poter generare tensioni con valori efficaci intermedi tra quelle delle singole prese, ma a spese di un incremento del livello di flicker della rete. Inoltre, dal momento che le commutazioni avvengono a distanza di numerosi periodi, il controllo della tensione non può essere di tipo continuo. Un terzo metodo è la ben nota tecnica di modulazione PWM, che sfrutta la variazione delle prese a frequenza elevata per regolare istantaneamente il valore della tensione in uscita. Tuttavia, essa introduce un consistente inquinamento armonico a frequenze elevate e un forte aumento delle perdite di commutazione. L'ultima modalità di controllo attuabile è quella che non prevede alcuna modulazione. In tal senso, il dispositivo si comporta come un normale tap-changer meccanico e varia la posizione della presa solo se l'uscita non rispetta l'intervallo di valori previsti. Naturalmente i vantaggi risiedono nella mancanza di immissione di armoniche nella rete e nelle perdite di commutazione assai ridotte.

2.4 Tap-changer di tipo ibrido

A prescindere da altri fattori, gli interruttori di tipo meccanico hanno il vantaggio di essere interessati da una caduta di tensione ridotta durante il normale funzionamento su una presa. Tuttavia, sono caratterizzati dalla formazione di un arco elettrico nella fase di commutazione, con perdite elevate e usura del componente. D'altro canto gli interruttori basati sull'elettronica di potenza sono più agevolmente controllabili e soggetti a un arco assai ridotto, ma introducono a una caduta di tensione non trascurabile durante il normale funzionamento in conduzione. I tap-changer di tipo ibrido, anche detti OLTC assistiti elettronicamente, coniugano i rispettivi vantaggi, impiegando gli interruttori elettronici durante la fase di commutazione e quelli meccanici nel funzionamento a regime. Sono state proposte in questo senso svariate configurazioni. I primi prototipi utilizzano una struttura del tipo resistance-type con delle coppie di tiristori connesse tra i morsetti di ogni presa, in parallelo a ciascun resistore, e tra i morsetti di due prese adiacenti (figura 2.10). Il principio di funzionamento, consistente nell'accensione di una coppia di tiristori per convogliarvi la corrente durante lo spostamento del contatto mobile, permette la riduzione dell'arco elettrico, ma ha il grande svantaggio di mantenere i tiristori permanentemente connessi al circuito di potenza, con elevata probabilità di danneggiamento degli stessi e conseguenti malfunzionamenti.

Per risolvere questo problema sono state proposte numerose soluzioni, caratterizzate da circuiti di complessità crescente, in cui vengono impiegati contatti ausiliari per inserire i tiristori solamente durante la fase di commutazione e disconnetterli quando la selezione è terminata.

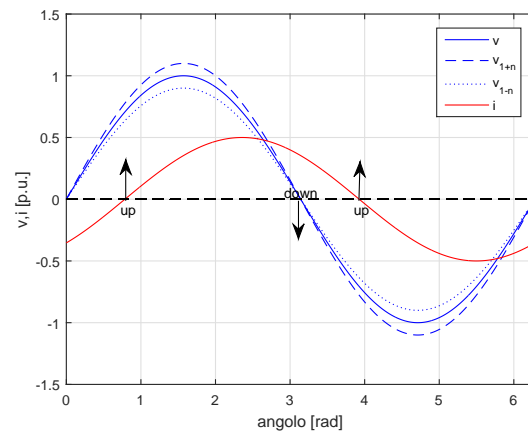


Figura 2.8: Regioni di sicurezza per la commutazione in un OLTC elettronico in condizioni ideali (flusso di potenza verso i carichi)

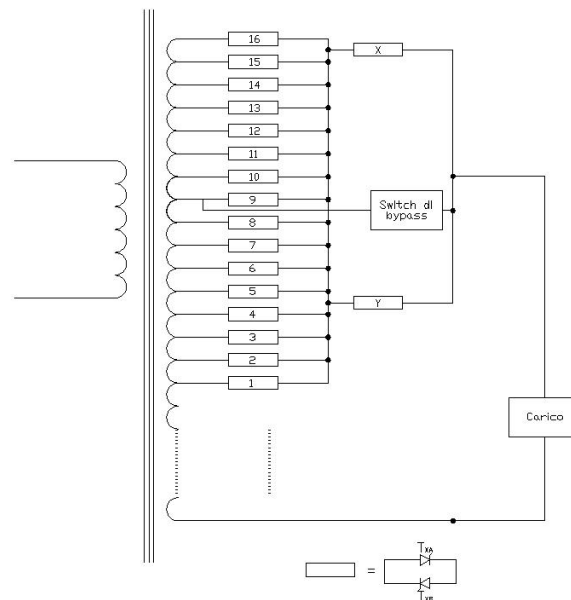


Figura 2.9: OLTC elettronico con suddivisione dei tiristori in gruppi

Tuttavia, se ciascuna di esse garantisce una forte riduzione dell'arco elettrico durante la fase di commutazione, la contemporanea presenza di interruttori meccanici ed elettronici e le complesse operazioni richieste durante il cambio della presa, comportano un livello elevato di complessità del circuito, che si ripercuote su un aumento dei costi di manutenzione e sulla diminuzione dell'affidabilità del dispositivo. Inoltre, a causa della presenza degli interruttori meccanici, i tempi di commutazione sono considerevoli, paragonabili a quelli di un OLTC di tipo resistivo. Il principale svantaggio di questa configurazione è che le perdite dovute ai tiristori sono raddoppiate rispetto alla precedente poiché si hanno sempre due tiristori in funzionamento contemporaneo. Inoltre, per dimezzare il numero di tiristori impiegati, si può ricorrere a una configurazione a polarità invertite, che sfrutta la presenza di tre tiristori X, Y e Z utilizzati per effettuare le inversioni di polarità. Tale principio, illustrato in figura 2.11, mantiene la problematica della contemporanea conduzione di due tiristori in serie, che aumenta le perdite nei dispositivi durante la conduzione.

2.5 Prodotti commerciali disponibili

Nel paragrafo vengono presentati sommariamente alcuni prodotti commerciali di interesse per lo studio degli OLTC nelle reti di distribuzione di bassa tensione.

L'elenco dei dispositivi analizzati non vuole essere in nessun modo esaustivo delle macchine disponibili allo stato attuale, ma individuare alcune tipologie riscontrate che si distinguono per le diverse tecnologie impiegate e per le caratteristiche tecniche che le identificano.

Vengono illustrati i seguenti trasformatori:

- ABB PCS100 AVR: stabilizzatore di tensione con passi di regolazione continui
- MAGTECH MDT : abbassatore di tensione con passi di regolazione continui
- MR GRIDCON: OLTC meccanico reactor-type con regolazione a passi discreti
- SIEMENS FITFORMER REG2.0: OLTC meccanico resistor-type con regolazione a passi discreti
- EBERLE LVRSYS: OLTC elettronico a tiristori con controllo disaccoppiato tra le fasi
- SCHNEIDER ELECTRIC MINERA SGRID: OLTC con booster e regolazione a passi discreti

2.5.1 ABB PCS100 AVR

ABB ha sviluppato e commercializzato un prodotto, denominato PCS100 AVR [27], utilizzabile per la regolazione della tensione al secondario del trasformatore della sottostazione secondaria MT/bt. Non si tratta di un tap-changer vero e proprio, quanto piuttosto di un AVC (Active Voltage Conditioner), cioè di un regolatore di tensione attivo posto a valle del trasformatore già presente in cabina.

L'AVC è costituito da un raddrizzatore e un inverter, i quali controllano l'avvolgimento primario del trasformatore boost, il cui secondario è connesso in serie tra il trasformatore di distribuzione e i carichi. Il trasformatore fornisce una tensione additiva o sottrattiva di forma tale da stabilizzare la tensione ai valori impostati [5]. In tal modo le tensioni sui feeder a valle vengono riportate entro i valori previsti. Le figure 2.12b, 2.12c e 2.12d mostrano il principio del funzionamento del dispositivo nelle situazioni che tipicamente si verificano a valle del trasformatore di distribuzione. In particolare, in figura 2.12b è riportato il caso in cui la tensione al

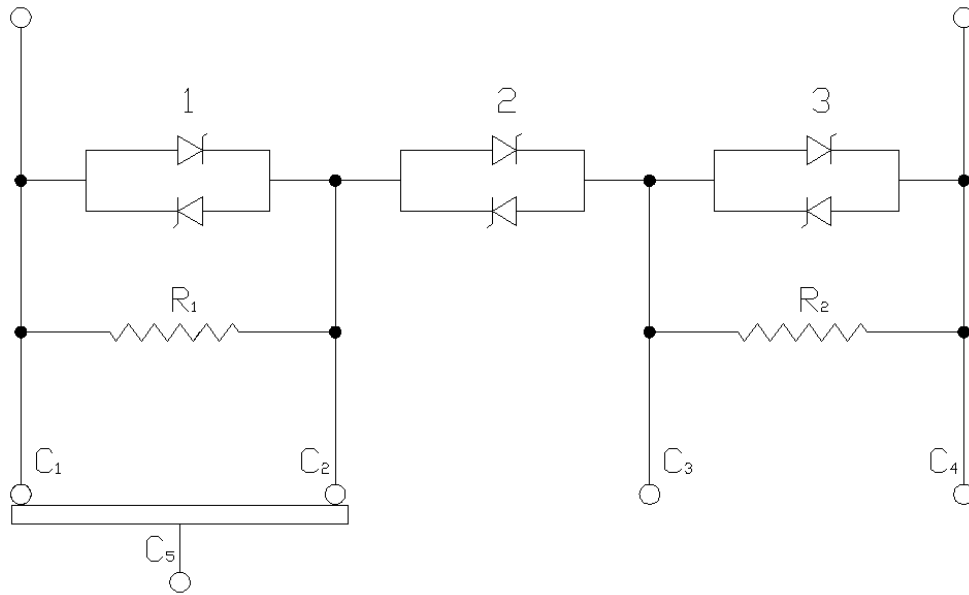


Figura 2.10: Schema circuitale di due prese successive di un OLTC ibrido a resistore

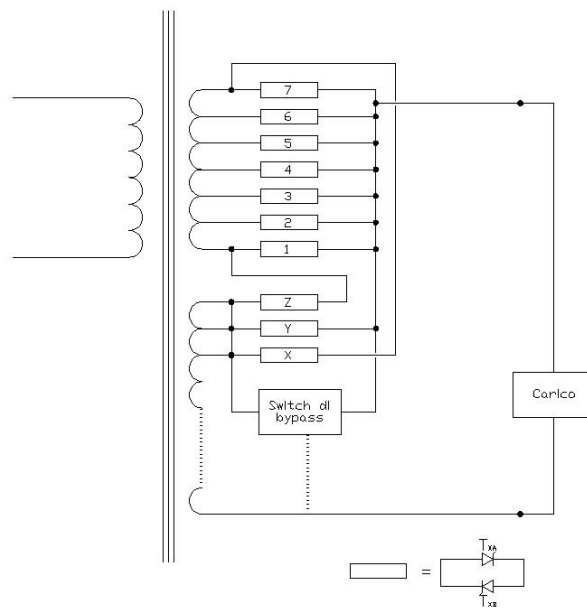


Figura 2.11: OLTC elettronico con inversione delle polarità

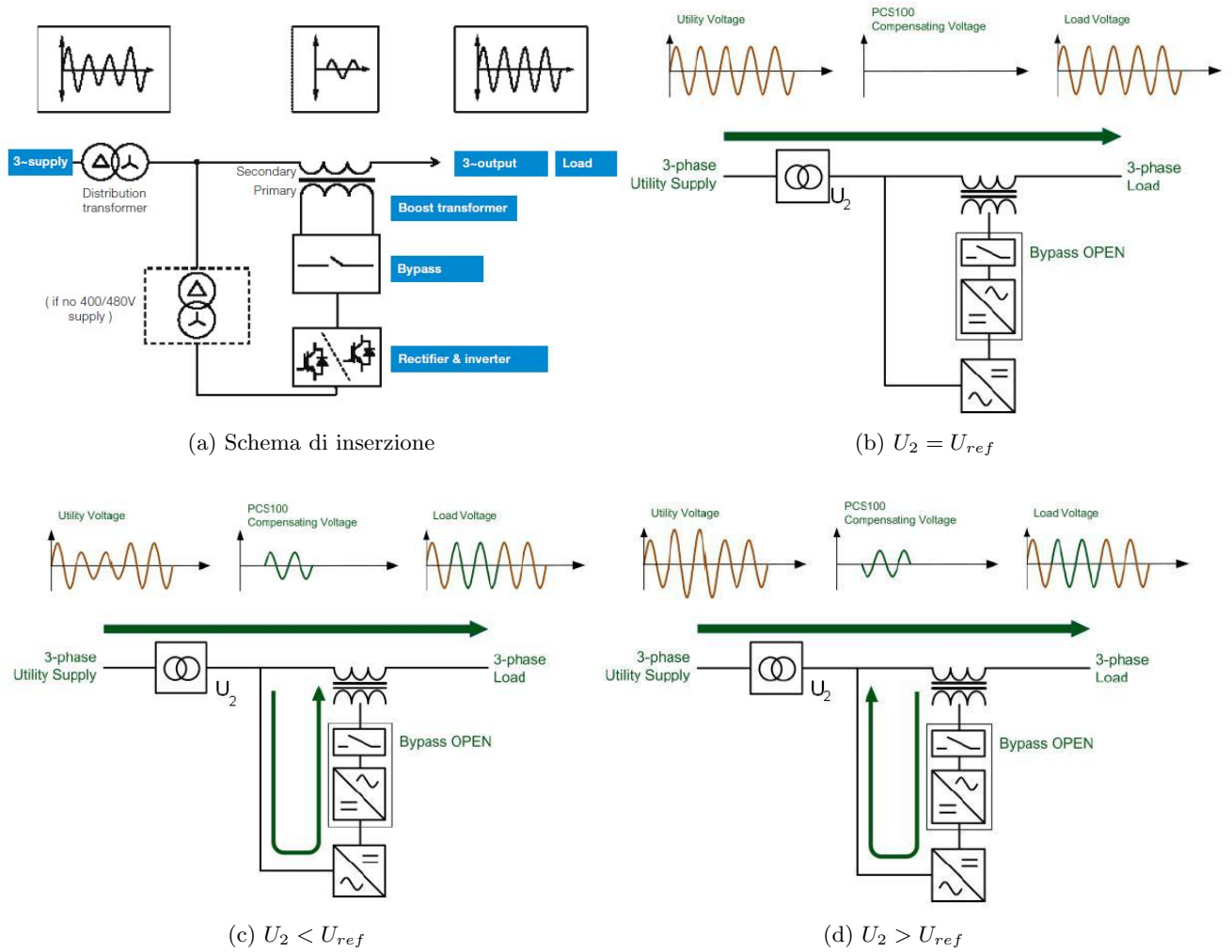


Figura 2.12: Schema di inserzione e principio di funzionamento di un ABB PCS100 AVR

secondario del trasformatore (U_2) è uguale alla tensione di riferimento (U_{ref}), ad esempio 400 V. L'AVC non compie alcuna azione e la tensione non viene condizionata.

In figura 2.12c la tensione al secondario del trasformatore subisce un abbassamento, che può essere dovuto a un buco di tensione o a un aumento della potenza richiesta dai carichi a valle. Il dispositivo, attraverso un opportuno controllo dell'invertitore, crea una forma d'onda di tensione di ampiezza pari a $U_2 - U_{ref}$ e di frequenza pari a quella della rete industriale. La tensione è in fase con quella presente al secondario del trasformatore per cui risulta additiva. In seguito alla suddetta correzione, a valle dell'AVC si riscontra una tensione pari a quella di riferimento, a meno dell'errore di correzione compreso nell'intervallo $\pm 1\%$. Infine in figura 2.12d la tensione U_2 risulta maggiore di U_{ref} , fatto che si verifica tipicamente quando la potenza prodotta dai generatori è maggiore rispetto a quella assorbita dai carichi. In tal caso, l'AVC immette una tensione con forma d'onda di frequenza uguale a quella della rete cui è connesso e di ampiezza data dalla differenza tra la tensione misurata al secondario e quella di riferimento. La tensione così prodotta è in opposizione di fase rispetto a quella della rete, risultando perciò sottrattiva. In ogni caso è presente un sistema di by-pass del trasformatore di regolazione quando esso manifesti dei malfunzionamenti o la corrente di guasto risulti troppo elevata. In tal caso i carichi a valle continuano a essere alimentati direttamente dal trasformatore di distribuzione. Il dispositivo è caratterizzato da una regolazione continua della tensione entro un intervallo compreso tra il $\pm 10\%$ della tensione nominale con controllo disaccoppiato per le tre fasi. Il vantaggio dell'utilizzo di questa tipologia di sistema è la possibilità di correggere la tensione in modo continuo e con una dinamica molto rapida grazie all'utilizzo dei sistemi di conversione di potenza. In particolare il tempo di risposta alle variazioni di tensione è tipicamente dell'ordine di un semiperiodo. Inoltre la power quality della rete a valle migliora grazie alla possibilità di compensare fenomeni transitori quali i buchi di tensione. La corrente di cortocircuito della rete è leggermente inferiore quando il booster è inserito, a causa dell'aumento dell'impedenza tra il trasformatore di distribuzione e i carichi provocato dall'impedenza del booster, che normalmente assume valori compresi tra l'1% e il 2%. Il dispositivo può essere utilizzato anche in posizioni differenti rispetto alla classica collocazione a valle del trasformatore di cabina. Si può impiegare, per esempio, per regolare i profili di tensione su singole derivazioni o a monte di diramazioni particolarmente critiche.

Caratteristiche tecniche PCS100 AVR LV - ABB	
Potenza nominale	400-600 kVA
Ingresso	
Tensione nominale di alimentazione $U_{n,input}$	400 V, 3F, 50 Hz
Intervallo di funzionamento	$\pm 20\% U_{n,input}$
Max I_{cc}	15 kA
Uscita	
Tensione nominale $U_{n,output}$	400 V
Intervallo di correzione	$\pm 10\% U_{n,output}$
Controllo disaccoppiato delle fasi	Sì
Efficienza	>0,99

Tabella 2.1: Caratteristiche tecniche PCS100 AVR LV

2.5.2 MAGTECH MDT

Il prodotto proposto è concepito per sostituire il trasformatore esistente nella cabina di trasformazione MT/bt ed è costituito da un autotrasformatore che sfrutta il brevetto MCI¹ della Magtech stessa. Nella figura 2.13b viene riportato lo schema unifilare relativo a un dispositivo simile che illustra il principio di funzionamento dell'MCI [28](riquadro B nella figura).

L'MCI è costituito da due avvolgimenti in rame disposti in quadratura su altrettanti nuclei ferromagnetici. L'avvolgimento principale è attraversato da una corrente alternata, che produce un flusso magnetico alternato, mentre l'avvolgimento secondario, o di controllo, è percorso da una corrente continua e genera un flusso magnetico stazionario e normale al primo. L'interazione tra il flusso magnetico stazionario, funzione della corrente di controllo I_{ctrl} , e quello variabile, funzione di I_p , determina il valore dell'induttanza nell'avvolgimento principale LMCI. In altre parole, il dispositivo si comporta come un induttore regolabile, il cui valore non viene tuttavia modificato variando l'ampiezza del traferro del magnete, ma attraverso la creazione di un traferro virtuale dato dall'interazione dei due flussi magnetici. Il dispositivo non ha perciò parti in movimento ed entra in funzione solo per il periodo di tempo necessario a operare la regolazione della tensione, essendo by-passato quando essa mantiene valori predefiniti. Il trasformatore permette una regolazione continua della tensione solo in diminuzione ed è utilizzato per abbassarne il modulo quando la presenza della generazione distribuita è preponderante rispetto ai carichi connessi lungo i feeder a valle. Il sistema di controllo è di tipo proporzionale, con un tempo di risposta molto rapido, attorno a 200 ms e le tre fasi sono regolabili separatamente. Sugli avvolgimenti di media tensione è comunque presente un tap-changer manovrabile a vuoto per l'adattamento dei valori della tensione primaria alle differenti composizioni dei feeder. In tabella 2.2 sono riportate alcune caratteristiche tecniche del trasformatore.

Caratteristiche tecniche MDT - MAGTECH		
Potenza nominale	400 kVA	630 kVA
Raffreddamento	ONAN	
Dimensioni [mm]	1.312x855x1.750	1.450x950x1.850
Ingresso		
Tensione nominale di alimentazione $U_{n,input}$	20 kV, 3F, 50 Hz	
Intervallo di funzionamento (manovra a vuoto)	$\pm 2,5\%$ o $\pm 5\%U_{n,input}$	
Uscita		
Tensione nominale di alimentazione $U_{n,output}$	415 V	
Intervallo di correzione	0/-7% $U_{n,output}$ o 0/-6% $U_{n,output}$	
Collegamenti	Dyn5	
Controllo disaccoppiato delle fasi	Sì	
Perdite a vuoto	0,63 kW	0,85 kW
Perdite a carico	4,47-5,89 kW	5,40-8,20 kW

Tabella 2.2: Caratteristiche tecniche del trasformatore Magtech MDT

2.5.3 MR GRIDCON

L'azienda Reinhausen propone un prodotto concepito per sostituire il trasformatore esistente nella cabina di trasformazione MT/bt [29]. Il dispositivo è costituito da un trasformatore dotato di tap-changer meccanico manovrabile sotto carico che utilizza la tecnologia a reattore con

¹Magtech Controllable Inductance

l'ausilio di interruttori in vuoto per la limitazione della corrente d'arco durante le fasi di commutazione. Esso è posizionato al primario del trasformatore in olio, ovverosia lato media tensione, in modo da dover interrompere correnti più piccole ed è dotato di nove posizioni, configurabili con il vincolo che ognuna di esse non differisca dalla precedente di oltre 600 V, cioè il 3% della tensione nominale.

Il tap-changer è movimentato da un motore passo-passo che si inserisce nella fase di commutazione della presa per un tempo dell'ordine del secondo. La presa centrale può inoltre essere settata in posizione asimmetrica per personalizzare il livello di compensazione a seconda della composizione della rete a valle. Il sistema di controllo, che riceve i valori delle tensioni misurate sul bus della bassa tensione, è di tipo proporzionale con i parametri di soglia regolabili in fase di installazione. Il sistema di misure è espandibile, così da poter monitorare i valori delle tensioni in punti diversi della rete e, attraverso un sistema di comunicazioni, i dati vengono inviati al regolatore. Quest'ultimo è programmato in modo da intervenire ottimizzando i valori delle tensioni nei punti della rete monitorati.

L'algoritmo di controllo, nella forma più semplice, agisce confrontando la tensione misurata al secondario con la tensione di riferimento U_{ref} . Quando la tensione misurata supera la somma della tensione di riferimento e di gradino ($U > U_{ref} + U_{step}$) per un tempo superiore a un valore prestabilito (t_1), il commutatore cambia presa per abbassare la tensione secondaria. Analogamente accade per un abbassamento della tensione misurata. Infine, è presente un intervento di sicurezza che agisce istantaneamente al raggiungimento di un valore limite di tensione. In definitiva, l'algoritmo di controllo opera rispettando le seguenti condizioni:

- se $U_{mis} > U_{ref} + U_{step} \Rightarrow$ attesa per un tempo pari a t_1 e se la condizione permane \Rightarrow aumento di una tacca
- se $U_{mis} < U_{ref} - U_{step} \Rightarrow$ attesa per un tempo pari a t_1 e se la condizione permane \Rightarrow diminuzione di una tacca
- se $U_{mis} > U_{threshold} \Rightarrow$ aumento immediato di una tacca
- se $U_{mis} < U_{threshold} \Rightarrow$ diminuzione immediata di una tacca

2.5.4 SIEMENS FITFORMER REG 2.0

Siemens Fitformer Reg 2.0 viene proposto in versioni fino a 630 kVA ed è utilizzabile in sistemi con tensione nominale fino a 30 kV [30]. È un classico OLTC isolato in olio del tipo a resistore con interruttore in vuoto, dotato di un tap-changer manovrabile a vuoto nel lato media tensione e di un tap-changer manovrabile sotto carico al secondario. La commutazione tra le tre tacche disponibili lato bassa tensione avviene sotto carico e utilizza la sequenza rappresentata nella figura 2.15. La tensione secondaria può essere variata a gradini di valore pari a 4,3% U_n . Per una commutazione dalla tacca 2 alla tacca 1, ad esempio, la corrente inizialmente circolante lungo il ramo 2 viene deviata attraverso un circuito di by-pass contenente un interruttore in vuoto (ramo N) e successivamente il selettore si porta verso il circuito 1. Tale operazione non comporta la formazione di archi elettrici sui contatti mobili e permette il mantenimento del carico che viene alimentato temporaneamente attraverso il circuito di by-pass. Un arco elettrico si verifica, inevitabilmente, durante la chiusura e la riapertura dell'interruttore sottovuoto. Tuttavia, per le caratteristiche proprie del dispositivo, l'arco risulta ridotto e si estingue in un semiperiodo, con ripristino del dielettrico che avviene quasi istantaneamente. Infine, una volta richiuso il circuito 1, l'interruttore in vuoto riapre e la corrente si stabilisce nella posizione finale desiderata.

Il regolatore che governa la logica di commutazione riceve il valore della tensione trifase misurata e ne calcola la media. Tale tensione viene confrontata con quella di riferimento e le

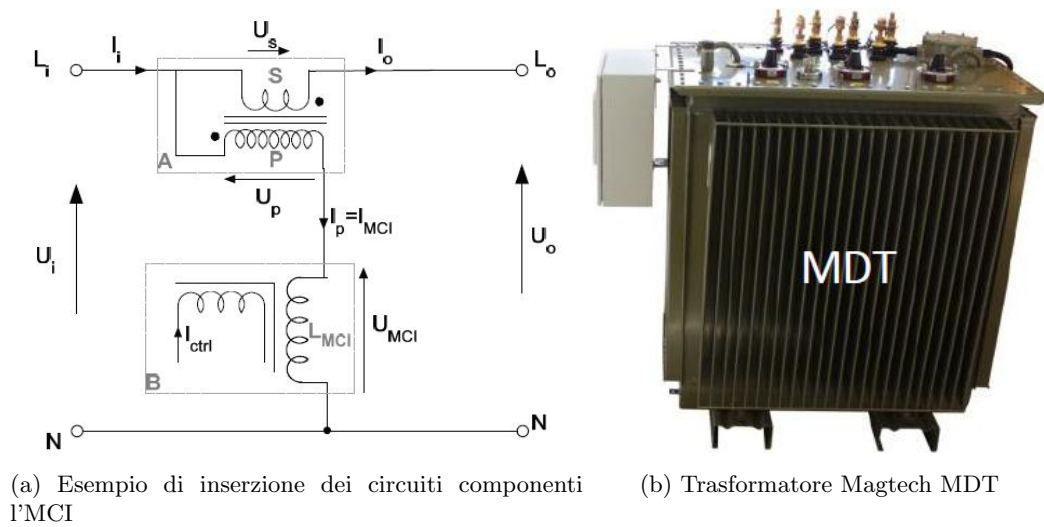


Figura 2.13: OLTC Magtech MDT

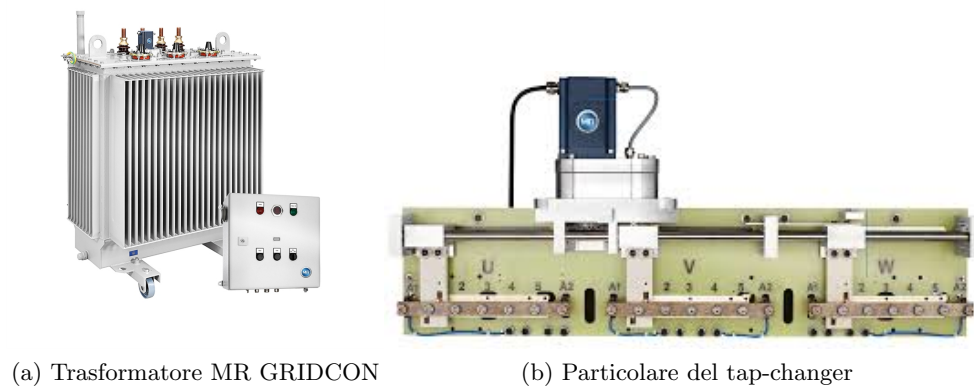


Figura 2.14: OLTC MR GRIDCON

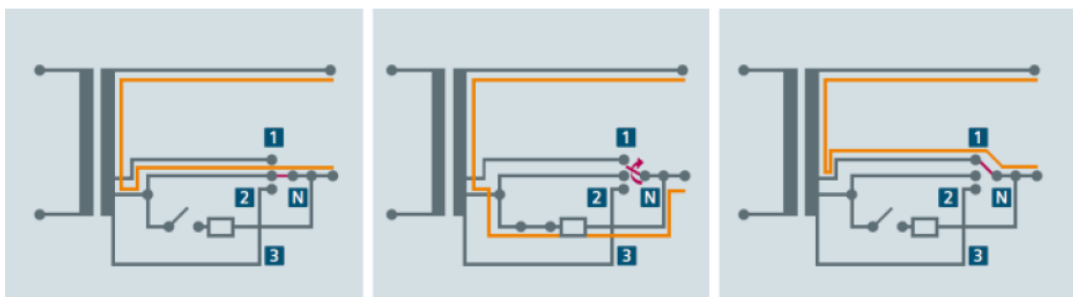


Figura 2.15: Sequenza di commutazione di un Fitformer Reg2.0

azioni correttive vengono intraprese contemporaneamente sulle tre fasi con un tempo di ritardo variabile a seconda della soglia che viene superata. Tipicamente è prevista una manovra rapida per il superamento del secondo gradino di soglia, con intervento dopo un intervallo di attesa t_2 , e una manovra ritardata per il superamento del primo, con intervento dopo un tempo $t_1 > t_2$ (cfr.fig. 2.16).

È possibile, anche in questo caso, includere un sistema di misurazioni distribuite nella rete a valle del trasformatore per determinare le azioni che ottimizzino la distribuzione delle tensioni lungo l'intero sistema oppure includere misure di corrente alla sbarra del secondario per rilevare più correttamente il verso dei flussi di potenza prodotti istantaneamente dal sistema di carichi e generatori presenti.

Caratteristiche tecniche SIEMENS FITFORMER REG 2.0	
Potenza nominale	630 kVA
Ingresso	
Tensione nominale di alimentazione $U_{n,input}$	21 kV, 3F, 50 Hz
Intervallo di funzionamento (manovra a vuoto)	$\pm 4\% U_{n,input}$
Uscita	
Tensione nominale $U_{n,output}$	420 V
Intervallo di correzione	$\pm 4, 3\% U_{n,output}$
Controllo disaccoppiato delle fasi	No
Collegamenti	Dyn5
Perdite a vuoto	600 W
Perdite a carico	5400 W

Tabella 2.3: Caratteristiche tecniche SIEMENS FITFORMER REG 2.0

2.5.5 EBERLE LVRSYS

Il dispositivo [31] può essere utilizzato come regolatore di tensione in linea, se lo scopo è operare una regolazione di tipo locale, o in sottostazione di distribuzione per condizionare l'intera rete a valle. Il concetto alla base è quello di un regolatore di tensione di tipo lineare, in cui il parametro viene variato per mezzo dell'accoppiamento o disaccoppiamento di due trasformatori con determinati rapporti di trasformazione connessi in serie tra di loro. I trasformatori sono controllati da tiristori, il cui stato determina il valore della tensione in uscita. Dato che il dispositivo è dotato di un controllo dei tiristori per ciascuna fase, la regolazione della tensione avviene in modo indipendente sulle tre fasi e lo squilibrio dovuto a diverse condizioni di carico tra i feeder può essere ridotto. L'utilizzo di interruttori elettronici di potenza, al posto dei più comuni sistemi elettromeccanici, ha l'indubbio vantaggio di eliminare il problema della gestione dell'arco elettrico e la conseguente usura dei contatti. Inoltre la regolazione della tensione in uscita può avvenire in tempi estremamente ridotti - al limite pari a un semiperiodo.

Il risvolto negativo dell'utilizzo di questa tecnologia è rappresentato dalle maggiori perdite che si verificano durante la conduzione, essendo i dispositivi a semiconduttore caratterizzati da una caduta di tensione non trascurabile durante il normale funzionamento. Il sistema di controllo misura la corrente della rete a valle e stima la caduta di tensione lungo la stessa attraverso una misura di impedenza della rete istante per istante, secondo la tecnica nota come LDC². Quando la tensione fuoriesce dall'intervallo definito dalla tensione di riferimento e dalla banda morta, permanendovi per un tempo superiore al tempo di ritardo impostato, il regolatore elabora il comando di accensione dell'opportuna coppia di tiristori.

²Line Drop Compensation

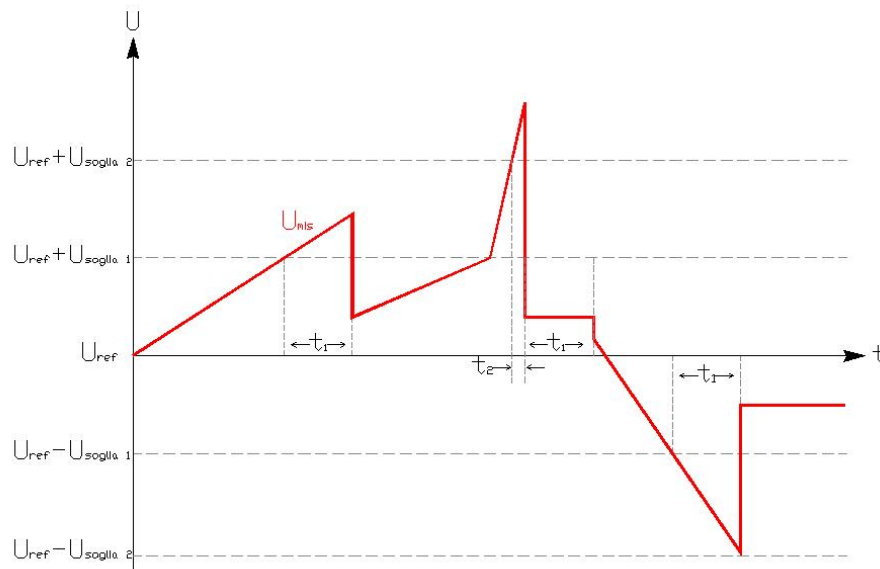


Figura 2.16: Esempio dell'andamento della tensione e relativi interventi di regolazione

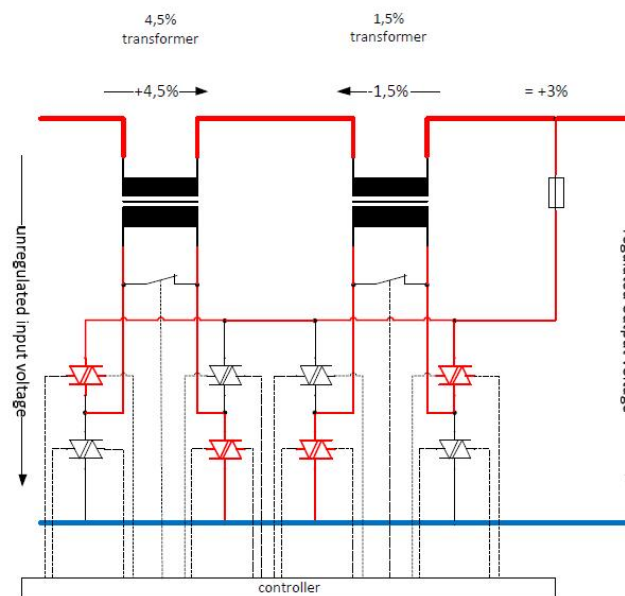


Figura 2.17: Particolare dei trasformatori di regolazione e dei tiristori

Step	Trafo 1,5%	Trafo 4,5%	Uscita
1	-1,5%	-4,5%	-6%
2	0	-4,5%	-4,5%
3	+1,5%	-4,5%	-3%
4	-1,5%	0%	-1,5%
5	0	0%	0%
6	+1,5%	0%	+1,5%
7	-1,5%	+4,5%	+3%
8	0	+4,5%	+4,5%
9	+1,5%	+4,5%	+6%

(a) tensioni di gradino pari a 1,5% e 4,5%

Step	Trafo 2,5%	Trafo 7,5%	Uscita
1	-2,5%	-7,5%	-10%
2	0	-7,5%	-7,5%
3	+2,5%	-7,5%	-5%
4	-2,5%	0%	-2,5%
5	0	0%	0%
6	+2,5%	0%	+2,5%
7	-2,5%	+7,5%	+5%
8	0	+7,5%	+7,5%
9	+2,5%	+7,5%	+10%

(b) tensioni di gradino pari a 2,5% e 7,5%

Tabella 2.4: Valori dell'output ottenibili con il trasformatore EBERLE LVRSYS in due differenti configurazioni

Caratteristiche tecniche A-EBERLE LVRSYS	
Potenza nominale	55-110-175-250-400 kVA
Ingresso	
Tensione nominale di alimentazione $U_{n,input}$	0,4±20% kV, 3F, 50 Hz
Uscita	
Tensione nominale $U_{n,output}$	400 V
Intervallo di correzione	±6% ± 10% $U_{n,output}$
Controllo disaccoppiato delle fasi	Sì
$u_{cc}\%$	0,3%
Durata commutazione	30 ms
Efficienza dispositivo	99,7%

Tabella 2.5: Caratteristiche tecniche A-Eberle LVRSYS

2.5.6 SCHNEIDER ELECTRIC MINERA SGRID

La serie Minera SGrid di Schneider Electric [32] utilizza un trasformatore di potenza dotato di booster, il cui secondario è connesso in serie all'avvolgimento secondario del trasformatore principale. I due trasformatori sono contenuti all'interno dello stesso cassone, pertanto il sistema è costituito di fatto da un unico elemento. La regolazione della tensione viene effettuata agendo sul lato bassa tensione includendo o escludendo, tramite appositi contattori, le porzioni di circuito primario del booster, elaborando i parametri di controllo misurati all'uscita del secondario. Il numero di contattori necessari per realizzare il dispositivo è di 7 se il numero di prese richiesto è pari a 5 e di 14 se il numero di posizioni richieste è pari a 9 ed è presente un circuito di by-pass attraverso il quale convogliare la corrente durante la commutazione al fine di non interrompere la fornitura ai carichi. La tensione, essendo previsto una tensione di gradino pari al 2,5% della tensione nominale, è regolabile discretamente nell'intervallo ±10%, se il booster è dotato di 9 tacche, o ±5%, se il booster è dotato di 5 posizioni.

Il sistema di regolazione, del tipo proporzionale, può essere gestito secondo differenti configurazioni. La più semplice prevede la misura della tensione in uscita dal trasformatore (U_{mis}), che viene confrontata con la tensione di riferimento (U_{ref}), a meno di un valore $U_{threshold}$ che costituisce il riferimento per la banda morta. Dopo un tempo di attesa, viene operata la commutazione del tap-changer se si verifica una delle seguenti condizioni:

- $U_{mis} < U_{ref} - U_{threshold} \Rightarrow$ in tal caso la tensione viene aumentata dopo un tempo di attesa $t_1 = 60$ s
- $U_{mis} > U_{ref} + U_{threshold} \Rightarrow$ in tal caso la tensione viene diminuita $t_1 = 60$ s

Se, dopo la manovra del tap-changer, si ricade ancora nella condizione precedente, le manovre successive vengono effettuate con un tempo di attesa t_2 pari a 10 secondi.

Il sistema di regolazione può essere programmato per operare utilizzando la LDC. Secondo tale logica, la tensione viene regolata in un punto della rete di bassa tensione localizzato a una generica distanza L dalla sottostazione. Il sistema di controllo impone quindi una tensione di riferimento stimando la caduta di tensione che si verifica tra la sottostazione e il punto individuato. Rimangono valide le relazioni precedentemente introdotte, con la differenza che ora la tensione di riferimento U_{ref} è ricavata dalla somma della tensione stimata nello specifico punto della linea (U_c) e della caduta di tensione tra i due punti (U_z). La caduta di tensione può essere ricavata misurando l'impedenza di linea Z e della corrente di fase I_f . La compensazione viene calcolata secondo 2.5.6:

$$\tau_c = \pm Z \cdot I_f \cdot \frac{100}{U_n} \quad (2.1)$$

Infine è possibile regolare la tensione per mezzo delle misure di potenza ricavate in quattro diversi punti della rete. Con questo metodo viene misurata la potenza attiva P a valle del trasformatore e viene confrontata con i rispettivi valori assunti in tre punti della rete aventi potenze attive P_a , P_b e P_c e tensioni U_a , U_b e U_c . La tensione di riferimento U_{ref} viene scelta secondo le seguenti relazioni:

- se $P < P_a \Rightarrow U_{ref} = U_a$
- se $P > P_c \Rightarrow U_{ref} = U_c$
- se $P_a < P < P_b \Rightarrow U_{ref} = P \frac{U_b - U_a}{P_b - P_a} + U_a - P_a \frac{U_b - U_a}{P_b - P_a}$
- se $P_b < P < P_c \Rightarrow U_{ref} = P \frac{U_c - U_b}{P_c - P_b} + U_b - P_b \frac{U_c - U_b}{P_c - P_b}$

Il trasformatore è dotato anche di un tap-changer manovrabile a vuoto posizionato al primario.

Caratteristiche tecniche SCHNEIDER ELECTRIC MINERA SGRID	
Potenza nominale	160-250-400-630-800-1000 kVA
Ingresso	
Tensione nominale di alimentazione $U_{n,input}$	ino a 30 kV, 3F, 50 Hz
Intervallo di funzionamento (manovra a vuoto)	$\pm 4\% U_{n,input}$
Uscita	
Tensione nominale $U_{n,output}$	380-480 V
Intervallo di correzione	$\pm 5\%$ o $\pm 10\% U_{n,output}$
Ampiezza step	$2, 5\% U_n$
Controllo disaccoppiato delle fasi	No
Collegamenti	Dyn11
Perdite a vuoto	A_0
Perdite a carico	B_k

Tabella 2.6: Caratteristiche tecniche SCHNEIDER ELECTRIC MINERA SGRID

2.6 Conclusioni

L'interesse per i trasformatori con variatore sotto carico per i sistemi di distribuzione di bassa tensione si è sviluppato recentemente, soprattutto a causa delle crescenti difficoltà nella regolazione della tensione nelle reti dei Distributori dovuta a una radicale modifica dell'assetto del sistema, dopo la consistente diffusione dei sistemi di piccola generazione distribuita. In particolare, i DSO si ritrovano di fronte alla scelta tra l'investimento in costosi interventi di ampliamento e di rafforzamento delle reti e la ricerca di alternative che possano garantire una maggior economicità e stabilità di funzionamento della rete elettrica che gestiscono.

Il mercato sta affrontando l'esigenza proponendo una serie di macchine che si differenziano completamente tra di loro, sia dal punto di vista della tecnologia che impiegano, sia dal punto di vista delle modalità di regolazione con cui vengono gestite. Questo si può spiegare con

il tentativo, da parte delle aziende interessate, di imporsi nella rispettiva nicchia di mercato, ma anche perchè le diverse tecnologie hanno effettivamente dei punti di forza e di debolezza che le possono rendere adatte a contesti caratterizzati da condizioni differenti. Inoltre non risulta allo stato uno studio sistematico sugli effettivi vantaggi e svantaggi, anche dal punto di vista economico, dell'impiego degli OLTC sui sistemi di distribuzione di bassa tensione in reti funzionanti per periodi prolungati sotto condizioni di carico e di generazione reali.

Dopo aver descritto il funzionamento dei trasformatori nei paragrafi precedenti, peraltro non comprendenti tutti i dispositivi che si possono trovare attualmente sul mercato, si possono trarre alcune interessanti conclusioni.

Da un lato si annovera la famiglia comprendente gli stabilizzatori di tensione, i quali non sono tap-changer veri e propri, quanto dispositivi dotati di un trasformatore booster che, connesso in serie al circuito di potenza da condizionare, variano la tensione in modo da mantenere il valore in uscita entro un intervallo preciso con escursioni ridotte. Appartengono a questa tipologia i dispositivi proposti da ABB, da MAGTECH e da Schneider Electric. Il dispositivo di ABB, prodotto in taglie di potenza da 400 e 630 kVA, è da posizionarsi a valle del trasformatore di potenza o lungo un singolo feeder e opera una regolazione continua e disaccoppiata tra le fasi con un intervallo di correzione contenuto nel range del 10%. Il principio di funzionamento è dato dal trasformatore booster, connesso in serie al secondario del trasformatore di potenza, che viene controllato per mezzo di un sistema di tiristori dopo uno stadio di conversione in continua. Anche gli apparecchi di Magtech, prodotti in due taglie di potenza nominale analoga, operano da stabilizzatori di tensione, ma sono utilizzati solo come abbassatori di tensione e dunque impiegabili per ridurre gli effetti che si verificano durante le inversioni dei flussi di potenza. La tecnologia secondo cui operano è nota come traferro virtuale, essendo basata sulla variazione della induttanza dell'avvolgimento principale tramite l'interazione tra due circuiti disposti su magneti in quadratura, di cui uno alimentato in continua, che determina o meno la saturazione del nucleo ferromagnetico su cui insiste l'avvolgimento in alternata. Per le modalità di funzionamento sopra descritte, la regolazione della tensione avviene in maniera continua e, con l'apposizione di tre dispositivi MCI, anche in modo disaccoppiato tra le tre fasi. Il dispositivo di Schneider Electric è a sua volta un regolatore di tensione basato sulla presenza di un trasformatore booster, anch'esso connesso in serie al secondario del trasformatore di potenza. La caratteristica che lo differenzia dai due precedenti è che la regolazione avviene secondo passi discreti, essendo il sistema funzionante per mezzo di contattori che includono o escludono porzioni del circuito primario del booster. La regolazione, in questo caso, avviene in modo simultaneo sulle tre fasi, non essendo possibile il controllo disaccoppiato. Viene reso disponibile in un'ampia gamma di potenze, con valori che raggiungono il MVA.

I dispositivi di MR, Eberle e Siemens sono invece OLTC veri e propri, ma che utilizzano tecnologie completamente diverse l'uno dall'altro. Il primo, basato sul tradizionale OLTC elettromeccanico con impedenza di tipo reattivo, opera sul lato media tensione per la riduzione delle correnti d'arco e utilizza un interruttore in vuoto per minimizzarne l'effetto di usura. Il secondo impiega un più moderno tap-changer di tipo elettronico a tiristori con differenti taglie di potenza e assenza di archi elettrici durante le commutazioni. Entrambi garantiscono un intervallo di regolazione confrontabile con quello presente negli stabilizzatori di tensione. Il dispositivo prodotto da Siemens, d'altro canto, è un classico OLTC di tipo resistivo, con interruttore in vuoto, che permette la regolazione in un intervallo ridotto ($\pm 4,3\%$) con tre posizioni disponibili. Il punto di forza risiede nel montaggio del dispositivo in tipologie di trasformatori di potenza classici e ben rodati, quindi affidabili ed economicamente più competitivi. I due tap-changer meccanici sopra descritti operano, per costruzione, per passi discreti e la movimentazione avviene simultaneamente sulle tre fasi del sistema. Al contrario, il trasformatore elettronico di Eberle permette un controllo disaccoppiato delle tre fasi. Per concludere, viene proposto un sunto in

forma tabellare delle caratteristiche salienti delle macchine analizzate in questo capitolo.

	ABB	MAG	MR	SIEMENS	EBERLE	SCHNEIDER
Potenza Nominale [kVA]	400 630	400 630	250 400 630 800	400 630	55 110 175 250 400	160 250 400 630 800 1000
Tecnologia	Stabilizz. di tensione tensione	Stabilizz. di tensione tensione	OLTC reactor type	OLTC resistor type	OLTC elettronico a tirist.	OLTC con booster
Posizioni	Continue	Continue	9	3	9	5 o 9
$u_{cc}\%$	n.p.	n.p.	4%	n.p.	0,3%	4%-6%
Ingresso						
$U_{n,input}$ [kV]	0,4	20	20	21	0,4	20
Intervallo di funzionamento	$\pm 20\%$ $U_{n,input}$	$\pm 2,5\%$ o $\pm 5\%$ $U_{n,input}$	Selez.	$\pm 4\%$ $U_{n,input}$	$\pm 20\%$ $U_{n,input}$	$\pm 5\%$ $U_{n,input}$
Uscita						
$U_{n,input}$ [kV]	0,4	0,415	0,4	0,42	0,4	0,4
Intervallo di correzione	$\pm 10\%$ $U_{n,output}$	0/-7% $U_{n,output}$	$\pm 6\%$ o $\pm 10\%$ $U_{n,output}$	$\pm 4,3\%$ $U_{n,output}$	$\pm 6\%$ o $\pm 10\%$ $U_{n,output}$	$\pm 5\%$ $\pm 10\%$ $U_{n,output}$
Collegamenti	n.p.	Dyn5	Dyn5	Dyn5	n.p.	Dyn5-Dyn11
Controllo disaccoppiato	Sì	Sì	No	No	Sì	No

Tabella 2.7: Comparazione di alcune caratteristiche dei dispositivi presentati

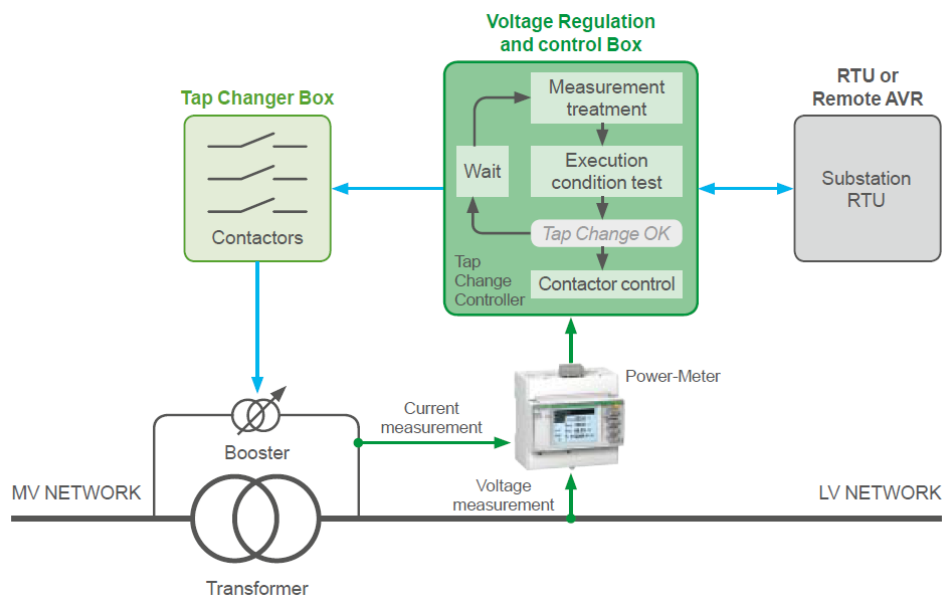


Figura 2.18: Schema di principio del funzionamento del trasformatore Minera SGrid

Capitolo 3

L'ambiente di calcolo

3.1 Inquadramento del problema

L'analisi del comportamento di una rete elettrica richiede necessariamente la valutazione delle tensioni e delle correnti ai nodi che la compongono. Anche in reti non caratterizzate da un gran numero di nodi, il problema si rivela complesso e richiede la risoluzione dei flussi di potenza della rete. Per risolvere il problema computazionale si è fatto uso del programma di calcolo "Matlab", applicando il metodo sviluppato in [33] e adattato alle reti con m conduttori in [34].

Il metodo si basa sulla soluzione dei flussi di potenza della rete attraverso una matrice complessa alle ammettenze con l'aggiunta di una corrente di correzione per la convergenza della soluzione.

In pratica gli elementi della rete (rami, trasformatori, generatori e carichi) vengono rappresentati come ammettenze trasversali di valore fissato e viene imposta una corrente di correzione iniettata in parallelo alle ammettenze di carichi e generatori, per tenere in considerazione la potenza istantaneamente assorbita e generata in condizioni non nominali. Questo espediente permette di ottenere la convergenza dell'algoritmo, eliminando la necessità di invertire a ogni passo di simulazione la matrice delle ammettenze.

Viene proposta una breve disamina sulle modalità di rappresentazione degli elementi della rete attraverso la rispettiva matrice alle ammettenze dell'elemento.

3.1.1 Rami

I rami costituenti la rete di distribuzione studiata vengono modellizzati attraverso una matrice alle ammettenze $\mathbf{Y}_{\text{network}}$. Essa contiene al suo interno le sottomatrici alle ammettenze degli r rami presenti nel sistema, ciascuna della quali è costruita nella forma indicata in (3.1) considerando il modello a π , ove ogni ramo è rappresentato come un doppio m -bipolo, le cui correnti sono positive se entranti nella rispettiva porta:

$$\mathbf{Y}_{\text{ramo},r} = \begin{bmatrix} \mathbf{Z}_r^{-1} + \frac{\mathbf{Y}_{t,r}}{2} & -\mathbf{Z}_r^{-1} \\ -\mathbf{Z}_r^{-1} & \mathbf{Z}_r^{-1} + \frac{\mathbf{Y}_{t,r}}{2} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

La matrice delle impedenze longitudinali \mathbf{Z}_r è formata dalle autoimpedenze \dot{Z}_{ii} della fase i -esima del ramo r -esimo, poste sulla diagonale e dalle mutue impedenze \dot{Z}_{ij} tra le coppie dei quattro conduttori nelle altre posizioni, i cui valori sono di seguito determinati:

$$\dot{Z}_{ii} = R_i + R_e + j\omega \cdot 2 \cdot 10^{-4} \cdot \ln \frac{D_e}{r_i} \quad (3.2)$$

$$\dot{Z}_{ij} = R_e + j\omega \cdot 2 \cdot 10^{-4} \cdot \ln \frac{D_e}{d_{ij}} \quad (3.3)$$

ove:

R_i è la resistenza chilometrica in continua

r_i è il raggio del conduttore della fase

d_{ij} è la mutua distanza tra i conduttori i e j espressa in metri

$R_e = \pi f \cdot 10^{-4}$ è la resistenza di terra

$D_e = 659 \sqrt{\frac{\rho}{f}}$ è la profondità in metri del percorso di richiusura della corrente nel terreno, ove ρ è la resistività del terreno espressa in Ωm e f è la frequenza.

La matrice delle ammettenze trasversali $\mathbf{Y}_{t,r}$ è in genere trascurabile nelle reti di bassa tensione caratterizzate da scarsa estensione. Se la rete considerata ha r rami, n nodi e m conduttori, la matrice alle ammettenze nodali della rete senza generatori e carichi viene determinata come segue:

$$\mathbf{Y}_{\text{network}} = \mathbf{A}^T \mathbf{Y}_p \mathbf{A} \quad (3.4)$$

dove \mathbf{A} è la matrice di incidenza con $2 \cdot m \cdot r$ righe e $m \cdot n$ colonne e contiene le informazioni sulla topologia della rete e \mathbf{Y}_p è la matrice quadrata primitiva di dimensioni $2 \cdot m \cdot r$ lungo la cui diagonale compaiono le sottomatrici $\mathbf{Y}_{\text{ramo},r}$ che contengono le informazioni sui parametri longitudinali e trasversali di ogni ramo. La matrice alle ammettenze nodali sarà quindi una matrice quadrata di dimensioni $m \cdot n$.

3.1.2 Trasformatore

Il trasformatore viene modellizzato determinando i parametri del doppio bipolo a π partendo dalla matrice di trasmissione $\mathbf{M} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix}$. I valori degli elementi che compaiono in \mathbf{M} si ricavano come segue:

$$A = m \quad (3.5)$$

$$B = \frac{z_{cc}}{m} \quad (3.6)$$

$$C = \frac{m}{z_0} \quad (3.7)$$

$$D = \frac{\frac{z_{cc}}{z_0} + 1}{m} \quad (3.8)$$

dove:

z_{cc} è l'impedenza di cortocircuito di una fase del trasformatore in p.u.

z_0 è l'impedenza a vuoto di una fase del trasformatore in p.u.

m è il rapporto di trasformazione.

I contributi sinistro (Y'), destro (Y'') e longitudinale (Y''') del doppio bipolo a π si ricavano dalle (3.9),(3.10) e (3.11):

$$Y' = \frac{D-1}{B} = \frac{1-m}{z_{cc}} \quad (3.9)$$

$$Y'' = \frac{A-1}{B} = \frac{m(m-1)}{z_{cc}} \quad (3.10)$$

$$Y''' = \frac{1}{B} = \frac{m}{z_{cc}} \quad (3.11)$$

La matrice primitiva del trasformatore (m-1)-fase, quadrata e di dimensione $3(m-1)$, si costruisce inserendo nella diagonale gli elementi del modello a π sopra definiti:

$$\mathbf{Y}_p = \begin{bmatrix} Y' & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & Y' & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & 0 \\ \vdots & \vdots & Y' & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & Y'' & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & Y'' & \vdots & \vdots & \vdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & Y'' & \vdots & \vdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & Y''' & \vdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & Y''' & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Y''' \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

Infine la matrice alle ammettenze del trasformatore si ottiene da:

$$\mathbf{Y}_{\text{trafo}} = \mathbf{B}^T (\mathbf{A}^T \mathbf{Y}_p \mathbf{A}) \mathbf{B} \quad (3.13)$$

dove \mathbf{A} e \mathbf{B} sono due matrici di incidenza che descrivono rispettivamente le connessioni tra la porta di ingresso e di uscita dell'm-bipolo e la topologia delle connessioni del primario e del secondario del trasformatore con i circuiti esterni ad esso connessi.

Per un trasformatore trifase a due avvolgimenti, la matrice di incidenza \mathbf{A} ha dimensioni $9 \cdot 6$ ed è costituita da sei sottomatrici riferite ai termini Y' , Y'' e Y''' del modello a π del trasformatore:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} [\mathbf{Y}'] \\ [\mathbf{Y}'] \\ [\mathbf{Y}'''] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [\mathbf{I}] & [\mathbf{0}] \\ [\mathbf{0}] & [\mathbf{I}] \\ -[\mathbf{I}] & [\mathbf{I}] \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

ove $[\mathbf{I}]$ è una matrice identità di dimensioni $3 \cdot 3$ e $[\mathbf{0}]$ è una matrice quadrata di zeri della stessa dimensione. Per un trasformatore Dyn trifase a due avvolgimenti la \mathbf{B} è una matrice di dimensioni $6 \cdot 8$ ove le due sottomatrici che compaiono sulla diagonale principale descrivono le connessioni tra le fasi del primario e del secondario rispettivamente, come risulta dall'equazione (3.15):

$$\mathbf{B} = \begin{bmatrix} [\mathbf{B}_{\text{prim}}] & [\mathbf{0}] \\ [\mathbf{0}] & [\mathbf{B}_{\text{sec}}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

Di nuovo, le convenzioni adottate per la costruzione della $\mathbf{Y}_{\text{trafo}}$ considerano positive le correnti entranti alle porte dei due lati del doppio m-bipolo ricavato.

La presenza del tap-changer nella rete impone di inserire la possibilità di variare il rapporto di trasformazione del trasformatore per simularne il comportamento. Inoltre la presenza di dispositivi che regolano in modo disaccoppiato tra le fasi impone la necessità di poter agire singolarmente su ogni fase per variare il rapporto di trasformazione. Di fatto, il sistema viene simulato come se ci fossero tre trasformatori monofase.

Per ottenere questo risultato si interviene sul calcolo della matrice alle ammettenze del trasformatore $\mathbf{Y}_{\text{trafo}}$, introducendo un vettore \mathbf{k}_{OLTC} con $m-1$ elementi, essendo m il numero dei conduttori del sistema. Il vettore \mathbf{k}_{OLTC} viene utilizzato per modificare il valore degli elementi del vettore delle tensioni nominali primarie del trasformatore \mathbf{U}_{1n} al fine di ricalcolare i parametri del doppio bipolo a π e di conseguenza $\mathbf{Y}_{\text{trafo}}$.

Il modello così introdotto tiene conto della variazione del rapporto di trasformazione modificando il valore della tensione applicata al primario, cosicché al secondario se ne possano apprezzare gli effetti.

3.1.3 Connessioni a terra dei nodi

La connessione a terra dei nodi della rete viene descritta dalla matrice $\mathbf{Y}_{\text{ground}}$. La matrice, quadrata e di dimensione $n \cdot m$, contiene le informazioni sullo stato del neutro ai nodi della rete, il quale viene descritto da un'autoammettenza al neutro per ogni nodo del sistema. Le autoammettenze, poste in posizione x_{ii} , con $i = m \cdot n$, essendo n l'intero progressivo con cui sono numerati i nodi della rete e m il numero dei conduttori del sistema, vengono calcolate in p.u. a partire dal valore di messa a terra del neutro in ogni nodo secondo la (3.16):

$$z_{g,n} = \frac{z_{\text{base}}}{R_{\text{ground},n}} \quad (3.16)$$

dove $z_{\text{base}} = \frac{U_{\text{base},n}^2}{S_{\text{base}}}$. Per ogni nodo della rete si ottiene una sottomatrice $\mathbf{Y}_{\text{ground},n}$ di dimensioni $m \cdot m$ del tipo:

$$\mathbf{Y}_{\text{ground},n} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & z_{g,n} \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

Si ottiene infine la matrice delle autoammettenze delle connessioni a terra del neutro nei nodi della rete (3.18):

$$\mathbf{Y}_{\text{ground}} = \begin{bmatrix} [Y_{g,1}] & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & [Y_{g,2}] & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \dots & [Y_{g,n}] \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

3.1.4 Matrice delle ammettenze della rete passiva

Avendo determinato la matrice delle ammettenze nodali della rete $\mathbf{Y}_{\text{network}}$, che descrive le caratteristiche dei rami presenti nel sistema, la matrice delle ammettenze del trasformatore $\mathbf{Y}_{\text{trafo}}$, che modella il trasformatore inserito a monte del feeder di distribuzione tenendo conto dei collegamenti presenti nel primario e nel secondario e la matrice $\mathbf{Y}_{\text{ground}}$, che definisce lo stato del neutro nei nodi della rete, si può infine definire la matrice delle ammettenze della rete passiva $\mathbf{Y}_{\text{net,pass}}$ come somma dei tre contributi ricavati:

$$\mathbf{Y}_{\text{net,pass}} = \mathbf{Y}_{\text{network}} + \mathbf{Y}_{\text{trafo}} + \mathbf{Y}_{\text{ground}} \quad (3.19)$$

Si ottiene una matrice sparsa quadrata simmetrica di ordine $m \cdot n$ dove gli elementi \dot{Y}_{ii} rappresentano le autoammettenze alla fase m -esima del nodo n -esimo e gli elementi $\dot{Y}_{ij} = \dot{Y}_{ji}$ rappresentano le mutue ammettenze tra gli elementi i e j .

3.1.5 Carichi e generatori

I carichi e i generatori sono rappresentati anch'essi attraverso l'ammettenza trasversale ricavata da (3.20):

$$\dot{Y}_{hk} = \frac{\dot{S}_{hk,nom}}{|U_{hk,nom}|^2} \quad (3.20)$$

dove $\dot{S}_{hk,nom}$ è la potenza apparente nominale del carico o del generatore monofase connesso tra i punti i e j e $\bar{U}_{hk,nom}$ è la tensione nominale ottenuta dalla differenza tra i potenziali dei punti i e j . Il valore così definito è costante, dipendendo solo dai valori nominali della potenza del carico o generatore e della tensione nel punto di connessione dell'elemento. Dal momento che i generatori e i carichi vengono inseriti assieme alla matrice delle ammettenze della rete passiva $\mathbf{Y}_{\text{net,pass}}$ a formare una matrice \mathbf{Y} che descrive l'intera rete e che il sistema può essere pensato come un sistema passivo che viene eccitato dal fasore di tensione applicato al nodo di saldo, determinando le tensioni ai nodi del sistema, che a loro volta definiscono le potenze assorbite o generate dai carichi o dai generatori connessi lungo la rete, dipendenti tra l'altro dal valore delle ammettenze degli elementi stessi, si comprende che le \dot{Y}_{hk} non possono avere valore costante. Per ovviare a ciò si iniettano in parallelo alle ammettenze dei carichi e dei generatori delle correnti di correzione di valore adeguato a soddisfare i vincoli di tensione e di potenza [33]. Il fasore di correzione della corrente $\Delta\bar{I}$ permette dunque di valutare la potenza apparente assorbita o generata dal carico o dal generatore partendo dal valore costante di \dot{Y}_{hk} e della tensione $\bar{U}_{hk,i}$ che si verifica alla i -esima iterazione:

$$\dot{S}_{hk,i} = \dot{Y}_{hk} \cdot |U_{hk}|^2 - \bar{U}_{hk} \cdot \Delta\bar{I} \quad (3.21)$$

La potenza complessa \dot{S} può essere scomposta nella somma di tre componenti, in accordo con il modello ZIP [35], per considerarne la diversa dipendenza dalla tensione dei tipi di carico presenti nella rete:

$$\dot{S}_{hk,i} = \dot{S}_{hk,i,Z} + \dot{S}_{hk,i,I} + \dot{S}_{hk,i,P} = \dot{S}_{hk,nom} \left[k_Z \left(\frac{|U_{hk,i}|}{|U_{hk,nom}|} \right)^2 + k_I \left(\frac{|U_{hk,i}|}{|U_{hk,nom}|} \right) + k_P \right] \quad (3.22)$$

La (3.22) è soggetta al vincolo: $k_Z + k_I + k_P = 1$. Il valore di $\dot{S}_{hk,i,I}$ può essere ottenuto da:

$$\dot{S}_{hk,i,I} = k_I \left(\frac{|U_{hk,i}|}{|U_{hk,nom}|} \right) \dot{Y}_{hk} \cdot |U_{hk,nom}|^2 = k_I \left(\dot{Y}_{hk} \cdot |U_{hk,i}|^2 - \bar{U}_{hk,i} \Delta \bar{I}_{hk,i,I} \right) \quad (3.23)$$

dove:

$$\Delta \bar{I}_{hk,i,I} = k_I \frac{\dot{Y}_{hk}}{\bar{U}_{hk,i}} \left(|U_{hk,i}|^2 - |U_{hk,i}| \cdot |U_{hk,nom}| \right) \quad (3.24)$$

$\dot{S}_{hk,i,P}$ si ricava da:

$$\dot{S}_{hk,i,P} = k_P \dot{Y}_{hk} |U_{hk,nom}|^2 = k_P \left(\dot{Y}_{hk} \cdot |U_{hk,i}|^2 - \bar{U}_{hk,i} \Delta \bar{I}_{hk,i,P} \right) \quad (3.25)$$

con:

$$\Delta \bar{I}_{hk,i,P} = k_P \frac{\dot{Y}_{hk}}{\bar{U}_{hk,i}} \left(|U_{hk,i}|^2 - |U_{hk,nom}|^2 \right) \quad (3.26)$$

Inoltre:

$$\Delta \bar{I}_{hk,i,Z} = 0 \quad (3.27)$$

In definitiva, la (3.22) è esprimibile esplicitando le componenti (3.24) e (3.26) come in (3.21):

$$\dot{S}_{hk,i} = \dot{Y}_{hk} \cdot |U_{hk,i}|^2 - \bar{U}_{hk,i} \left(\Delta \bar{I}_{hk,i,I} + \Delta \bar{I}_{hk,i,P} \right) \quad (3.28)$$

Tuttavia, i coefficienti k_Z , k_I e k_P del modello ZIP sono in realtà diversi per le potenze attiva e reattiva. È perciò possibile differenziarli nelle due componenti introducendo i sei coefficienti k_{PZ} , k_{PI} , k_{PP} e k_{QZ} , k_{QI} e k_{QP} . Si ottengono allora i nuovi vettori di correzione della corrente $\Delta \bar{I}_{hk,i,I}$ e $\Delta \bar{I}_{hk,i,P}$:

$$\begin{aligned} \Delta \bar{I}_{hk,i,I} = & \Re \left\{ k_{PI} \frac{\dot{Y}_{hk}}{\bar{U}_{hk,i}} \left(|U_{hk,i}|^2 - |U_{hk,i}| \cdot |U_{hk,nom}| \right) \right\} + \\ & + j \Im \left\{ k_{QI} \frac{\dot{Y}_{hk}}{\bar{U}_{hk,i}} \left(|U_{hk,i}|^2 - |U_{hk,i}| \cdot |U_{hk,nom}| \right) \right\} \end{aligned} \quad (3.29)$$

$$\begin{aligned} \Delta \bar{I}_{hk,i,P} = & \Re \left\{ k_{PP} \frac{\dot{Y}_{hk}}{\bar{U}_{hk,i}} \left(|U_{hk,i}|^2 - |U_{hk,nom}|^2 \right) \right\} + \\ & + j \Im \left\{ k_{QP} \frac{\dot{Y}_{hk}}{\bar{U}_{hk,i}} \left(|U_{hk,i}|^2 - |U_{hk,nom}|^2 \right) \right\} \end{aligned} \quad (3.30)$$

$\Delta \bar{I}_{hk,i,Z}$ è sempre posto pari a zero. I coefficienti sono ancora soggetti al vincolo che $k_{PZ} + k_{PI} + k_{PP} = 1$ e $k_{QZ} + k_{QI} + k_{QP} = 1$.

Allora, la matrice delle ammettenze del sistema, \mathbf{Y} è la somma di cinque matrici quadrate di ordine $m \cdot n$:

$$\mathbf{Y} = \mathbf{Y}_{\text{network}} + \mathbf{Y}_{\text{trafo}} + \mathbf{Y}_{\text{ground}} + \mathbf{Y}_{\text{loads}} - \mathbf{Y}_{\text{gen}} = \mathbf{Y}_{\text{net,pass}} + \mathbf{Y}_{\text{loads}} - \mathbf{Y}_{\text{gen}} \quad (3.31)$$

3.2 Algoritmo di calcolo

L'algoritmo di calcolo adottato per la soluzione del problema dei flussi di potenza nella rete viene riportato brevemente nel prosieguo del paragrafo. I parametri di ingresso sono i seguenti:

1. **Nodi:** numerazione, tensione di base e resistenza di terra
2. **Rami:** nodi di connessione, tipologia di conduttori e lunghezza
3. **Trasformatore:** nodi di connessione, tensioni nominali primaria e secondaria, potenza nominale, tensione di cortocircuito, potenza di cortocircuito, connessione degli avvolgimenti e gruppo, tensione di gradino, posizione iniziale del tap-changer, posizione massima e minima del tap-changer
4. **Carichi:** nodo di connessione e fase, potenza attiva nominale, fattore di potenza, tipologia e fattore di utilizzazione
5. **Generatori:** nodo di connessione e fase, potenza attiva nominale, fattore di potenza, tipologia e fattore di utilizzazione
6. **ZIP:** kP_Z , kP_I , kP_P , kQ_Z , kQ_I e kQ_P
7. potenza base, numero di fasi, tolleranze ϵ_m e ϵ_A , numero massimo di iterazioni

Il parametro principale di uscita è costituito dal vettore dei potenziali nodali della rete.

Dati i dati di ingresso sopra definiti, vengono calcolate le matrici alle ammettenze dei rami $\mathbf{Y}_{\text{ramo},r}$, del trasformatore $\mathbf{Y}_{\text{trafo}}$ e delle connessioni a terra $\mathbf{Y}_{\text{ground}}$ e viene costruita la matrice alle ammettenze della rete passiva $\mathbf{Y}_{\text{net,pass}}$, come in (3.19).

Il vettore \mathbf{E} viene inizializzato assegnando il valore:

$$\mathbf{E}_a = E_{rif} \cdot \begin{bmatrix} 1 \\ \alpha^2 \\ \alpha \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.32)$$

a ogni nodo del sistema. Conseguentemente vengono calcolate le $\mathbf{Y}_{\text{loads}}$ e \mathbf{Y}_{gen} e la matrice $\mathbf{Y} = \mathbf{Y}_{\text{net,pass}} + \mathbf{Y}_{\text{loads}} - \mathbf{Y}_{\text{gen}}$.

Il problema è costituito dal sistema di equazioni non lineari:

$$\mathbf{I} = \mathbf{Y} \cdot \mathbf{E} \quad (3.33)$$

ove \mathbf{E} è il vettore incognito dei potenziali nodali della rete. La (3.33) viene solitamente partizionata in modo da evidenziare le righe relative al nodo di saldo (pedice a) dagli altri nodi della rete (pedici n):

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_a \\ \mathbf{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{aa} & \mathbf{Y}_{an} \\ \mathbf{Y}_{na} & \mathbf{Y}_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{E}_a \\ \mathbf{E}_n \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

Da (3.34) si ricava $\mathbf{E}_n = -\mathbf{Y}_{nn}^{-1}(\mathbf{Y}_{na}\mathbf{E}_a)$. Fintantochè $|\Delta\mathbf{E}| > \epsilon_m$ e $\angle\mathbf{E} > \epsilon_A$ e il numero di iterazioni è inferiore al numero massimo stabilito, viene computato il valore di $\Delta\mathbf{I}_n$ secondo la (3.21) e seguenti e viene aggiornato il vettore $\mathbf{E}_n = -\mathbf{Y}_{nn}^{-1}(\Delta\mathbf{I}_n - \mathbf{Y}_{na}\mathbf{E}_a)$. Infine, quando l'algoritmo converge, si ottiene il nuovo vettore delle correnti al nodo di saldo da $\mathbf{I}_a = \mathbf{Y}_{aa}\mathbf{E}_a + \mathbf{Y}_{an}\mathbf{E}_n$.

Data la matrice delle ammettenze della rete \mathbf{Y} e il vettore dei potenziali nodali \mathbf{E} , si possono ricavare le correnti nodali dalla equazione 3.2.

$$\mathbf{I} = \mathbf{Y} \cdot \mathbf{E} \quad (3.35)$$

Avendo modellizzato la rete come una serie di doppi m-bipoli a π , detto m il numero delle fasi del sistema, e considerando un ramo della rete con quattro conduttori, la 3.2 fornisce un vettore corrente di otto elementi, essendo i primi quattro le correnti dei conduttori in ingresso a una porta dell'm-bipolo e i secondi quattro le correnti dei conduttori in uscita dall'm-bipolo.

Le potenze nodali sono infine ricavabili dalle equazioni 3.36 e 3.37:

$$\mathbf{S}_{\text{in}} = \mathbf{E}_{\text{in}} \cdot \mathbf{I}_{\text{in}}^* \quad (3.36)$$

$$\mathbf{S}_{\text{out}} = \mathbf{E}_{\text{out}} \cdot \mathbf{I}_{\text{out}}^* \quad (3.37)$$

Per la convenzione adottata nella costruzione delle matrici alle ammettenze (correnti positive entranti alle due porte del doppio m-bipolo) la potenza dissipata in un ramo è data da $\mathbf{S}_{\text{in}} + \mathbf{S}_{\text{out}}$, ove la parte reale della risultante rappresenta proprio le perdite attive della rete.

3.3 Regolazione della tensione tramite OLTC

L'inserimento di un tap-changer nel distributore di distribuzione posto in cabina di trasformazione è un intervento che permette di regolare il profilo delle tensioni nelle linee a valle. Le possibilità di controllo attuabili sono molteplici: il tap-changer può essere movimentato in modo coordinato tra le fasi (controllo sincrono) oppure in maniera indipendente su ciascuna fase (controllo asincrono o disaccoppiato). Oltre a ciò, gli algoritmi di controllo che possono essere implementati sono numerosi. Nel seguito ne vengono illustrati alcuni utilizzati nelle simulazioni.

3.3.1 Regolazione con misura in un punto fisso della rete

Il metodo più semplice per regolare le tensioni in una rete di distribuzione radiale è senz'altro ottenuto utilizzando le misure di tensione attraverso un dispositivo di misura voltmetrico in un punto della rete predeterminato. La tensione misurata, U_{mis} , viene confrontata con una tensione di riferimento, U_{ref} , e viene decisa l'azione da eseguire al verificarsi di specificate condizioni. Il controllo dell'OLTC può essere sincrono o disaccoppiato tra le fasi.

Se il controllo è di tipo sincrono, si pone il problema di come considerare la misura eseguita nel punto prescelto della rete. Il controllore, infatti, deve decidere quale delle tre fasi considerare istante per istante. In linea di principio si possono attuare tre scelte:

1. Ipotizzare di scegliere una delle tre tensioni di fase U_1 , U_2 o U_3 ignorando il valore che assumono le due rimanenti e confrontando la fase prescelta con il riferimento di tensione. Questo metodo ha il vantaggio di richiedere una sola misura di tensione per ogni istante di simulazione, ma potrebbe portare ad azioni di correzione che compromettono o peggiorano lo stato delle altre due fasi, senza peraltro la possibilità di intervenire per correggerne la deriva. Inoltre la scelta di quale tensione monitorare introduce ulteriori quesiti sul corretto criterio di opzione. Pertanto, una simile alternativa potrebbe essere giustificata solamente in reti caratterizzate da piccoli squilibri, in cui i carichi e i generatori sono perfettamente equidistribuiti tra le fasi e le curve di carico e di generazione sono le stesse per ogni utente.
2. Misurare i valori delle tre tensioni di fase istante per istante e considerare U_{mis} come la media aritmetica dei loro valori. Per fare ciò è necessario prevedere tre voltmetri nel punto di misura prescelto. Questa soluzione permette di regolare il valore medio delle

tre tensioni di fase, prevenendo i problemi evidenziati al punto precedente. Tuttavia è da evidenziare che la regolazione potrebbe non essere ottimale, a meno che le tensioni di fase siano equilibrate, e che esiste la possibilità che due tensioni con scostamento opposto rispetto al riferimento si compensino a vicenda nel calcolo della media, inibendo l'intervento del regolatore se la tensione con valore intermedio è prossima al riferimento.

3. Misurare i valori delle tre tensioni di fase istante per istante e identificare il valore minimo e massimo in ogni passo di simulazione. Il valore confrontato con la tensione di riferimento sarà quello, tra il massimo e il minimo rilevato, che più si discosta dal riferimento. Questo metodo risulta poco efficace se la rete è squilibrata poichè l'intervento sulla fase con tensione più critica tende a migliorare la tensione della fase stessa, ma comporta in generale un peggioramento sulle altre due. Tale situazione sfocia sovente in una serie continua di commutazioni da parte del dispositivo.

Se U_{mis} è scelta come misura di tensione su una fase o come media delle misure sulle tre tensioni di fase, una volta stabilito il punto di misura in cui vengono collocati i voltmetri, l'algoritmo di controllo si basa sulla seguente logica:

1. Definizione della tensione di riferimento U_{ref} e della tensione di gradino U_{step} ;
2. Definizione di una finestra di non intervento: tipicamente $U_{ref} \pm U_{step}/2$. La banda di non intervento è necessaria per impedire l'insorgere di fenomeni oscillatori attorno al valore di riferimento.
3. Confronto tra U_{mis} e $U_{ref} \pm U_{step}/2$. La scelta dell'azione da mettere in atto è effettuata a seconda che si verifichino le seguenti condizioni:

$$U_{mis}(t) < U_{ref} - U_{step}/2 \rightarrow tap(t+1) = tap(t) - \Delta tap(t) \quad (3.38)$$

$$U_{mis}(t) > U_{ref} + U_{step}/2 \rightarrow tap(t+1) = tap(t) + \Delta tap(t) \quad (3.39)$$

$$U_{ref} - U_{step}/2 \leq U_{mis}(t) \leq U_{ref} + U_{step}/2 \rightarrow tap(t+1) = tap(t) \quad (3.40)$$

Le azioni vengono normalmente intraprese dopo un tempo di attesa t , in modo che il dispositivo eviti di correggere le deviazioni della tensione dovute a fenomeni transitori e $\Delta tap(t)$ assume valore unitario.

Nelle simulazioni che seguono, tuttavia, tale tempo di attesa è trascurato per via dell'intervallo di simulazione scelto. Il termine $\Delta tap(t)$ presente in (3.38) e (3.39) assume dunque il significato di numero di prese che il commutatore deve attraversare istantaneamente per riportarsi nella situazione in cui la tensione misurata ricada nell'intervallo indicato in (3.40) e può essere calcolato come segue:

$$\Delta tap(t) = \left\lfloor \frac{|U_{ref} - U_{mis}(t)|}{U_{step}} \right\rfloor \quad (3.41)$$

con il vincolo che $tap(t) + \Delta tap(t) \leq tap_{max}$ e $tap(t) - \Delta tap(t) \geq tap_{min}$.

Se invece U_{mis} è scelto come il valore tra il massimo e minimo delle tre fasi che più si discosta dalla U_{ref} , è necessario introdurre una ulteriore azione che risolva il conflitto che si manifesta quando sia il valore minimo che quello massimo sono esterni alla banda di non intervento. La scelta delle azioni da attuare viene così modificata:

$$(U_{min}(t) < U_{ref} - U_{step}/2) \wedge (U_{max}(t) < U_{ref} + U_{step}/2) \rightarrow tap(t+1) = tap(t) - \Delta tap(t) \quad (3.42)$$

$$(U_{min}(t) > U_{ref} - U_{step}/2) \wedge (U_{max}(t) > U_{ref} + U_{step}/2) \rightarrow tap(t+1) = tap(t) + \Delta tap(t) \quad (3.43)$$

$$(U_{min}(t) < U_{ref} - U_{step}/2) \wedge (U_{max}(t) > U_{ref} + U_{step}/2) \rightarrow U_{mis} = U_{mean} \quad (3.44)$$

La (3.44) serve per determinare l'azione da intraprendere quando i valori estremi sono entrambi esterni all'intervallo consentito. Una volta determinato il valore di U_{mean} vengono utilizzate le relazioni 3.38, 3.39 e 3.40.

Se il controllo è disaccoppiato tra le fasi, ovverosia ogni singola fase può essere regolata dal tap-changer indipendentemente dalle altre due, è necessario prevedere un voltmetro per ogni fase nel punto di regolazione considerato. La selezione dell'intervallo per ogni fase i è determinata in maniera analoga a quanto visto in (3.38), (3.39) e (3.40):

$$U_{mis,i}(t) < U_{ref} - U_{step}/2 \rightarrow tap_i(t+1) = tap_i(t) - \Delta tap_i(t) \quad (3.45)$$

$$U_{mis,i}(t) > U_{ref} + U_{step}/2 \rightarrow tap_i(t+1) = tap_i(t) + \Delta tap_i(t) \quad (3.46)$$

$$U_{ref} - U_{step}/2 \leq U_{mis}(t) \leq U_{ref} + U_{step}/2 \rightarrow tap_i(t+1) = tap_i(t) \quad (3.47)$$

con

$$\Delta tap_i(t) = \left\lfloor \frac{|U_{ref} - U_{mis,i}(t)|}{U_{step}} \right\rfloor \quad (3.48)$$

e $tap_i(t) + \Delta tap_i(t) \leq tap_{max}$ e $tap_i(t) - \Delta tap_i(t) \geq tap_{min}$.

Si pone infine il problema della scelta del nodo da controllare. In linea generale, la scelta più semplice sarebbe quella di considerare i valori delle tensioni misurate alla sbarra secondaria del trasformatore di distribuzione, dei quali sono disponibili i monitoraggi in cabina. Una tale scelta, tuttavia, preclude la possibilità di controllare agevolmente i profili di tensione dei nodi a valle, in quanto le variazioni che qui si verificano sono solitamente modeste, essendo la tensione secondaria imposta dal trasformatore e verificandosi cadute di tensione limitate a causa della vicinanza al trasformatore stesso. La scelta di un nodo di carico o di generazione pone problematiche opposte: i valori misurati non sarebbero rappresentativi degli altri nodi di carico dislocati in posizioni fisicamente diverse e con valori di potenza istantaneamente assorbita ed erogata che possono differire notevolmente. La soluzione più logica parrebbe quella di monitorare un nodo posto lungo il feeder principale, la cui posizione verrà discussa nel capitolo seguente.

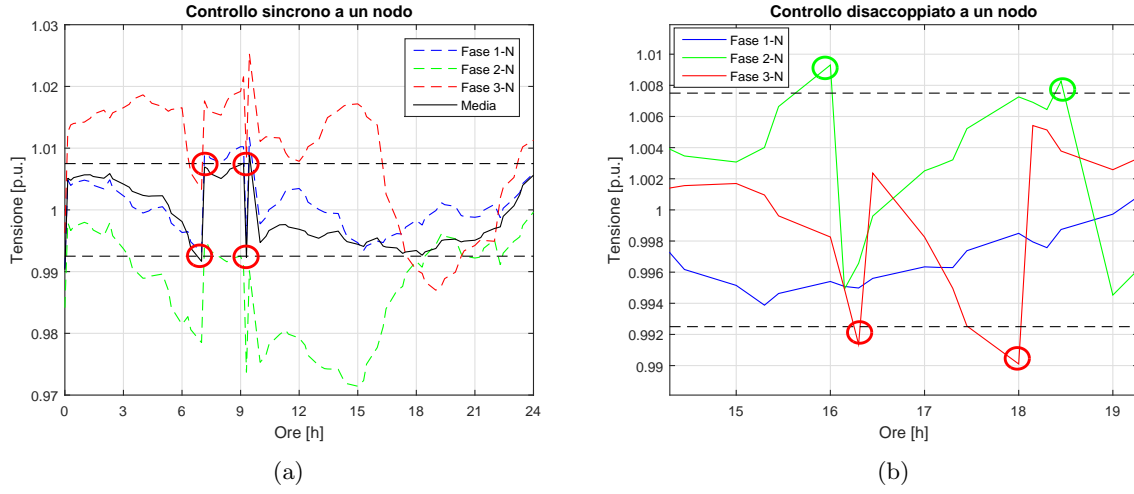


Figura 3.1: Esempio di regolazione sincrona (a) e disaccoppiata (b) con nodo di riferimento statico e $U_{step} = 0,015$

3.3.2 Regolazione con misura nei nodi di carico e generazione

L'algoritmo di controllo, sviluppato in [35], prevede il monitoraggio delle tre tensioni di fase U_1 , U_2 e U_3 in tutti gli n nodi di carico o di generazione presenti nella rete, ove con nodi di carico o di generazione si intendono i nodi a cui sono direttamente connesse utenze passive o attive. L'algoritmo originale prevede il controllo disaccoppiato dell'OLTC con i seguenti passi, ripetuti per ogni fase i :

1. Misurazione delle tensioni delle i fasi agli n nodi e acquisizione dei valori;
2. Individuazione di $U_{min,i}(t) = \min(U_{1,i}, U_{2,i}, \dots, U_{n,i})$ e di $U_{max,i}(t) = \max(U_{1,i}, U_{2,i}, \dots, U_{n,i})$;
3. Scelta dell'azione da intraprendere, a seconda che si verifichi una delle seguenti condizioni:

$$(U_{min,i}(t) < U_{ref} - U_{step}/2) \wedge (U_{max,i}(t) < U_{ref} + U_{step}/2) \rightarrow tap_i(t+1) = tap_i(t) - 1 \quad (3.49)$$

$$(U_{min,i}(t) > U_{ref} - U_{step}/2) \wedge (U_{max,i}(t) > U_{ref} + U_{step}/2) \rightarrow tap_i(t+1) = tap_i(t) + 1 \quad (3.50)$$

$$\begin{aligned} & (U_{min,i}(t) < U_{ref} - U_{step}/2) \wedge (U_{max,i}(t) > U_{ref} + U_{step}/2) \\ & \wedge (\Delta U_{max,i}(t) - \Delta U_{min,i}(t) > U_{step}/2) \\ & \rightarrow tap_i(t+1) = tap_i(t) + 1 \end{aligned} \quad (3.51)$$

$$\begin{aligned} & (U_{min,i}(t) < U_{ref} - U_{step}/2) \wedge (U_{max,i}(t) > U_{ref} + U_{step}/2) \\ & \wedge (\Delta U_{min,i}(t) - \Delta U_{max,i}(t) > U_{step}/2) \\ & \rightarrow tap_i(t+1) = tap_i(t) - 1 \end{aligned} \quad (3.52)$$

$$(U_{min,i}(t) > U_{ref} - U_{step}/2) \wedge (U_{max,i}(t) < U_{ref} + U_{step}/2) \rightarrow tap_i(t+1) = tap_i(t) \quad (3.53)$$

ove $\Delta U_{min,i}(t) = (U_{ref} - U_{step}/2) - U_{min,i}(t)$ e $\Delta U_{max,i}(t) = U_{max,i}(t) - (U_{ref} + U_{step}/2)$.
con il vincolo che $tap_{min} < tap_i(t) < tap_{max}$.

L'algoritmo proposto in [35] prevede un tempo di ritardo di 5 secondi prima dell'intervento del tap-changer per evitare interventi dovuti a variazioni rapide della tensione.

In questa sede, la logica di controllo è stata modificata per tenere in considerazione la difficoltà di inserire i relativi tempi di ritardo simulando con intervalli di 15 minuti. Per fare questo si è ipotizzato di calcolare il Δtap_i che il regolatore coprirebbe durante i 15 minuti in istanti di tempo successivi ritardati di 5 secondi l'uno dall'altro per riportare la tensione entro l'intervallo indicato, ipotizzando che la tensione misurata vari in tale intervallo di tempo solo per effetto della regolazione (cioè i carichi e i generatori mantengono costante la potenza istantaneamente assorbita o erogata fino all'intervallo di simulazione successivo). È stata introdotta una ulteriore modifica all'algoritmo per risolvere le condizioni di conflitto indicate nelle equazioni 3.51 e 3.52. Mentre in [35] si sceglie di risolvere il conflitto regolando la tensione della fase che presenta l'errore maggiore, inducendo un inevitabile peggioramento nell'altra (che già è soggetta a errore) e portando il sistema a oscillare attorno al valore di riferimento, si è scelto di utilizzare in questi casi la media delle tensioni misurate sui nodi di carico della fase riportandosi nelle condizioni delle equazioni 3.49, 3.50 e 3.53.

In definitiva, l'algoritmo di controllo risulta descritto dalle seguenti equazioni:

$$(U_{min,i}(t) < U_{ref} - U_{step}/2) \wedge (U_{max,i}(t) < U_{ref} + U_{step}/2) \rightarrow tap_i(t+1) = tap_i(t) - \Delta tap_i(t) \quad (3.54)$$

$$(U_{min,i}(t) > U_{ref} - U_{step}/2) \wedge (U_{max,i}(t) > U_{ref} + U_{step}/2) \rightarrow tap_i(t+1) = tap_i(t) + \Delta tap_i(t) \quad (3.55)$$

$$(U_{min,i}(t) < U_{ref} - U_{step}/2) \wedge (U_{max,i}(t) > U_{ref} + U_{step}/2) \quad (3.56)$$

$$\rightarrow U_{mean,i}(t) \quad (3.57)$$

$$(U_{min,i}(t) > U_{ref} - U_{step}/2) \wedge (U_{max,i}(t) < U_{ref} + U_{step}/2) \rightarrow tap_i(t+1) = tap_i(t) \quad (3.58)$$

con $\Delta tap_i(t)$ così ricavato:

$$\Delta tap_i(t) = \left\lfloor \frac{|U_{rif} - U_{max \vee min}(t)|}{U_{step}} \right\rfloor \quad (3.59)$$

e con il vincolo che $tap_i(t) + \Delta tap_i(t) \leq tap_{max}$ e $tap_i(t) - \Delta tap_i(t) \geq tap_{min}$.

Questo metodo ha il vantaggio di monitorare continuamente tutti i nodi di carico del sistema, che sono quelli che debbono obbligatoriamente essere alimentati entro l'intervallo ($U_n \pm 10\%$). I punti di debolezza di tale sistema di controllo sono da ricercarsi nella complessità dell'infrastruttura richiesta per l'acquisizione delle misure che risulta poco economica per il gran numero

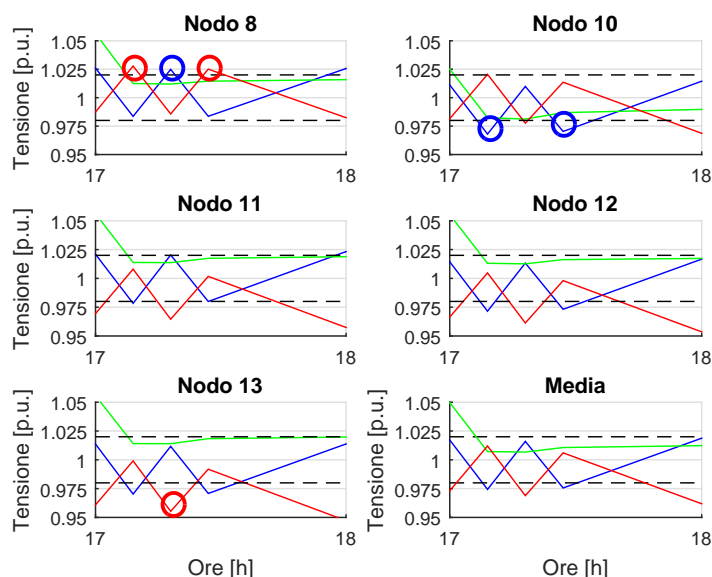


Figura 3.2: Esempio di regolazione con il metodo dei nodi di carico con $U_{step} = 0,015$. Il nodo monitorato è scelto con le condizioni indicate in [35] e la regolazione è disaccoppiata tra le fasi

di punti da monitorare. Questo svantaggio può tuttavia essere compensato facendo ricorso ai valori di tensione misurati in prossimità dei punti di connessione delle utenze attive.

Inoltre, se le condizioni di carico e generazione sono molto diverse tra i vari nodi utente e la loro distanza dal trasformatore è notevolmente diversa da nodo a nodo, i valori misurati delle tensioni possono differire notevolmente da un nodo all'altro, così come da una fase all'altra e la regolazione così impostata potrebbe introdurre un'instabilità tanto più pronunciata quanto più la U_{step} è elevata.

3.3.3 Regolazione con misura nel baricentro elettrico

Il concetto di baricentro elettrico è spesso utilizzato per definire il punto in cui posizionare una cabina di distribuzione, in quanto corrisponde al punto della rete in cui si può immaginare concentrata tutta la potenza apparente nominale dei carichi del sistema. La definizione di baricentro elettrico viene presa in analogia alla definizione di baricentro di un sistema di masse. In un piano xy , dette x_k e y_k le coordinate del punto P_k in cui sia presente un carico con potenza nominale S_k , le coordinate del baricentro elettrico x_{bar} e y_{bar} si ricavano da:

$$x_{bar} = \frac{\sum_{k=1}^n x_k S_k}{\sum_{k=1}^n S_k} \quad (3.60)$$

$$y_{bar} = \frac{\sum_{k=1}^n y_k S_k}{\sum_{k=1}^n S_k} \quad (3.61)$$

Nell'accezione originaria il punto $P(x_{bar}, y_{bar})$ è un luogo della rete che si trova più vicino alla zona in cui sono presenti gli assorbimenti maggiori, dunque il posizionamento della cabina in tale punto consente di impiegare cavi di sezione minore a parità di cadute di tensione accettabili. Estendendo il concetto, si può pensare di utilizzare la definizione di baricentro elettrico,

debitamente corretta, per determinare il nodo più prossimo al punto di baricentro di ogni fase in ogni istante di simulazione, per regolare la fase dell'intera rete.

Per fare questo devono essere determinate, per ogni istante di simulazione, le coordinate di baricentro delle tre fasi tenendo in considerazione la potenza attiva assorbita e generata in tutti i nodi di carico della rete. Le coordinate $x_{bar,i}$ e $y_{bar,i}$ vengono di seguito definite:

$$x_{bar,i} = \frac{\sum_{j=1}^n x_j (P_{load,j,i} - P_{gen,j,i})}{\sum_{j=1}^n (P_{load,j,i} - P_{gen,j,i})} \quad (3.62)$$

$$y_{bar,i} = \frac{\sum_{j=1}^n y_j (P_{load,j,i} - P_{gen,j,i})}{\sum_{j=1}^n (P_{load,j,i} - P_{gen,j,i})} \quad (3.63)$$

dove x_j e y_j sono le distanze tra il secondario del trasformatore e il nodo j-esimo. Il punto P_{bar} , definito da $x_{bar,i}$ e $y_{bar,i}$, assume il significato di punto della rete elettrica in cui si può pensare di concentrare la totale potenza attiva scambiata tra gli utenti e la rete (dunque potenza assorbita al netto della generata) e ha la proprietà di essere elettricamente equidistante da tutti i carichi presenti. Teoricamente, quindi, P_{bar} dovrebbe essere il punto di regolazione che permette di ottimizzare i profili di tensione di tutti i nodi di carico della rete.

Il controllo disaccoppiato del tap-changer con l'utilizzo del baricentro elettrico di ogni fase avviene secondo i seguenti passaggi:

1. Calcolo della coordinate del baricentro di ogni fase;
2. Identificazione del nodo più prossimo alle coordinate di baricentro di ogni fase;
3. Acquisizione della tensione della fase del nodo indicato nel punto precedente $U_{mis,i}(t)$;
4. Selezione della misura da intraprendere a seconda della condizione, tra le seguenti, che si verifica:

$$U_{mis,i}(t) < U_{rif} - U_{step} \rightarrow tap_i(t+1) = tap_i(t) - \Delta tap_i(t) \quad (3.64)$$

$$U_{mis,i}(t) > U_{rif} + U_{step} \rightarrow tap_i(t+1) = tap_i(t) + \Delta tap_i(t) \quad (3.65)$$

$$U_{rif} - U_{step} \leq U_{mis,i}(t) \leq U_{rif} + U_{step} \rightarrow tap_i(t+1) = tap_i(t) \quad (3.66)$$

con $\Delta tap_i(t)$ dato da:

$$\Delta tap_i(t) = \left\lfloor \frac{|U_{rif} - U_{mis}(t)|}{U_{step}} \right\rfloor \quad (3.67)$$

e con il vincolo che $tap_i(t) + \Delta tap_i(t) \leq tap_{max}$ e $tap_i(t) - \Delta tap_i(t) \geq tap_{min}$.

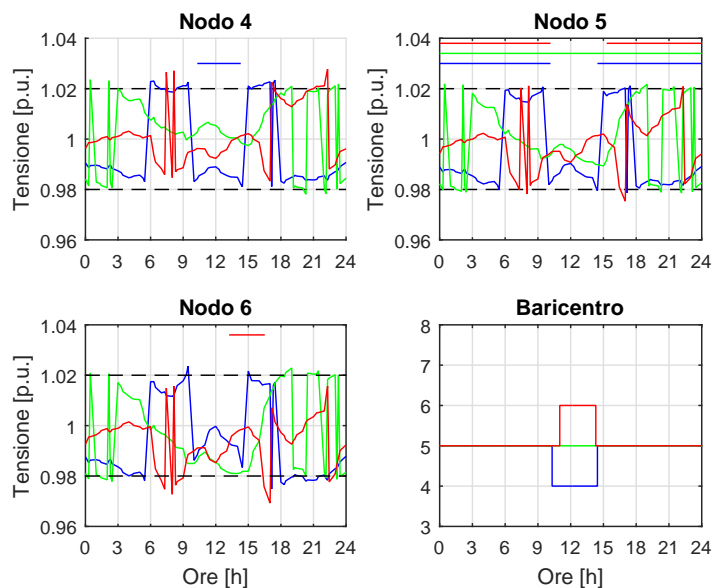


Figura 3.3: Esempio di regolazione al baricentro elettrico con $U_{step} = 0,04$. La posizione del baricentro può essere diversa per le tre fasi in un dato istante di tempo. Il nodo di baricentro è scelto come nodo monitorato per governare la regolazione disaccoppiata tra le fasi

3.4 Parametri analizzati

Nello studio degli interventi di regolazione, si considerano alcune grandezze ritenute significative al fine di poter operare un confronto tra i casi riportati. Per quanto riguarda le tensioni di fase, i valori vengono sempre riportati in p.u., avendo assunto la tensione base con valore pari a 230 V. Di conseguenza, i valori assoluti delle tensioni si ricavano moltiplicando il valore in p.u. per la tensione di base. Nell'attuare la regolazione, cambiano i valori massimi e minimi raggiunti dalle tensioni di fase: variano di conseguenza anche gli intervalli $\Delta U_{in} = U_{in,max} - U_{in,min}$ entro cui si collocano le tensioni. Un elemento che può dare un'indicazione sulla bontà del sistema di regolazione è che si avvenga un avvicinamento della tensione media della fase al valore di riferimento - nel nostro caso $U_{rif} = 1$ p.u. - e una diminuzione dell'escursione tra il valore massimo e minimo assoluti che si verificano nelle tensioni della rete, con la condizione che essi siano sempre compresi nell'intervallo $[0.9 \div 1.1]$ p.u.. Lo scostamento delle tensioni di una fase dalla tensione di riferimento è valutato utilizzando lo scarto quadratico medio $\sigma_{i,day}$ valutato su base giornaliera - in alcune simulazioni anche su base annua ($\sigma_{i,year}$) - e calcolato con la 3.4:

$$\sigma_{i,day} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^N (U_{in} - U_{rif})^2}{N}} \quad (3.68)$$

dove N è il numero degli elementi che compongono il campione - ovverosia il numero di nodi della rete moltiplicato per gli intervalli di simulazione.

Per un confronto più immediato tra i risultati ottenuti dalle diverse simulazioni, si utilizza il parametro $\Delta\sigma_{i,day,\%}$ (o $\Delta\sigma_{i,year,\%}$) così come definito in 3.4: esso rappresenta la variazione percentuale rispetto ai valori ricavati dalla rete non regolata.

$$\Delta\sigma_{i,day,\%} = \frac{\sigma_{i,day} - \sigma_{i,day}^*}{\sigma_{i,day}^*} \cdot 100 \quad (3.69)$$

La variazione dell'intervallo tra le tensioni massime e minime che si verificano nella rete nell'arco di tempo considerato viene valutato attraverso il parametro $\Delta U_{max} - \Delta U_{min}$, il cui valore diminuisce quando $\Delta U_{max} - \Delta U_{min} < 0$, ove $\Delta U_{max} = U_{max,reg} - U_{max,notreg}$ e $\Delta U_{min} = U_{min,reg} - U_{min,notreg}$. Ai fini della riduzione dei picchi deve verificarsi una delle seguenti condizioni:

- se $\Delta U_{max} > 0$ e $\Delta U_{min} > 0 \Rightarrow \Delta U_{min} > \Delta U_{max}$
- se $\Delta U_{max} < 0$ e $\Delta U_{min} < 0 \Rightarrow \Delta U_{max} > \Delta U_{min}$
- se $\Delta U_{max} < 0$ e $\Delta U_{min} > 0 \Rightarrow \forall \Delta U_{max}, \Delta U_{min}$.

Un secondo parametro valutato è il valore assunto dal potenziale di neutro nella rete. Tale valore è nullo quando la rete è simmetrica ed equilibrata, in quanto la somma delle correnti di fase a un nodo è anch'essa nulla e il conduttore di neutro non è percorso da alcuna corrente. Di conseguenza non vi si verifica alcuna caduta di tensione e il suo potenziale rimane nullo. Quando le correnti di fase si squilibrano, invece, la loro somma vettoriale è in generale non nulla e il neutro viene attraversato da una corrente con una scostamento del potenziale dal valore nullo. Nel prosieguo si prenderanno in considerazione i valori medi e massimi del potenziale di neutro, espressi in p.u., ai nodi di carico della rete. I confronti tra scenari differenti verranno effettuati considerando la variazione relativa del potenziale di neutro nel caso regolato rispetto al caso non regolato, espressa in percentuale 3.4:

$$\Delta U_{neutro} = \frac{U_{neutro} - U_{neutro}^*}{U_{neutro}^*} \cdot 100 \quad (3.70)$$

ove con l'apice * si indica lo scenario non regolato. I confronti riguarderanno in particolare il valore medio assunto dal potenziale di neutro della rete nei singoli rami e il valore massimo che si verifica nell'intervallo di simulazione.

Per la valutazione dello sbilanciamento della rete verrà considerato il fattore di sbilanciamento delle tensioni (Voltage Unbalance Factor - VUF), calcolato come rapporto tra il modulo della tensione alla sequenza inversa e il modulo della tensione alla sequenza diretta, in percento:

$$VUF_{\%} = \frac{|U^{-}|}{|U^{+}|} \cdot 100 \quad (3.71)$$

ove $\bar{U}^{-} = \frac{\bar{U}_1 + \alpha^2 \bar{U}_2 + \alpha \bar{U}_3}{3}$. In generale, il VUF è nullo quando la terna di tensioni è simmetrica e aumenta con l'acuirsi della dissimmetria della terna. I parametri di qualità di una rete impongono che il $VUF_{\%}$ sia minore o uguale al 2% per almeno il 95% del tempo [9]. Verranno nel seguito considerati i valori medi e massimi percentuali del VUF al nodo 6, indicati in valori percentuali.

I confronti tra scenari differenti verranno effettuati considerando la variazione percentuale tra il VUF risultante nella simulazione considerata rispetto allo scenario base (*) 3.4:

$$\Delta VUF_{\%} = VUF_{\%} - VUF_{\%}^* \quad (3.72)$$

ove con l'apice * si indica lo scenario non regolato. I confronti riguarderanno in particolare i valori medio e massimo assunti dal fattore di sbilanciamento delle tensioni a un nodo della rete

ritenuto critico, ovverosia ove, data la configurazione della rete studiata, si presume possano verificarsi le condizioni peggiori per il parametro.

Infine vengono considerate le perdite attive che si verificano nella rete durante l'arco della giornata, al fine di valutare eventuali migliorie o peggioramenti introdotti dalla regolazione della tensione. Le perdite vengono quantificate in kWh/giorno o MWh/anno e sono allocate ai rami che costituiscono la rete di distribuzione studiata e le valutazioni sono ancora effettuate considerando la variazione relativa con la configurazione base, espressa in termini percentuali come in eq. 3.4:

$$\Delta P_{persa} = \frac{P_{persa} - P_{persa}^*}{P_{persa}^*} \cdot 100 \quad (3.73)$$

Per facilitare il confronto sull'ampiezza dell'intervallo entro cui le tensioni si collocano nelle fasi dei diversi scenari si è introdotta la rappresentazione grafica del parametro IQR¹ attraverso il diagramma degli estremi e dei quartili (o box-plot).

¹L'IQR, o scarto interquartile, rappresenta l'ampiezza della fascia di valori ottenuta dalla differenza tra il terzo e il primo quartile. Essa contiene, cioè, la metà centrale dei dati centrati attorno alla mediana

Capitolo 4

Regolazione della tensione per mezzo di un OLTC

4.1 Introduzione

In questo capitolo si vogliono valutare gli effetti dell'inserimento di un trasformatore con variatore sottocarico all'interno di una rete di distribuzione di bassa tensione. Vengono inizialmente descritti la topologia della rete di riferimento e il suo comportamento senza la regolazione locale della tensione ad opera degli inverter della piccola generazione distribuita e senza l'intervento dell'OLTC per individuare gli andamenti dei profili delle tensioni di fase, del potenziale di neutro, del fattore di sbilanciamento delle tensioni e delle perdite attive. Questo al fine di comprendere la situazione di partenza e di avere dei parametri numerici da confrontare con i risultati ottenuti dalle simulazioni che seguono. Viene successivamente inclusa la regolazione tramite OLTC, trascurando ancora la regolazione locale operata dagli inverter. Vengono quindi valutate brevemente le conseguenze dell'utilizzo di alcuni trasformatori introdotti nel Capitolo II caratterizzati da una tensione di gradino U_{step} elevata. Per fare questo sono utilizzati un algoritmo di controllo sincrono e uno disaccoppiato con misura delle tensioni di fase in un nodo del feeder principale (nodo 4). I casi sopra descritti sono numerati da A a D. Successivamente si studia il comportamento di un trasformatore con variatore del rapporto di trasformazione continuo, impiegando nell'ordine i seguenti algoritmi di controllo:

- Controllo sincrono con misura delle tensioni a un nodo predefinito (scenario E1)
- Controllo disaccoppiato con misura delle tensioni a un nodo predefinito (scenario F1)
- Controllo disaccoppiato con il metodo di misura delle tensioni ai punti di accoppiamento comuni, come proposto in [35] (scenario G1)
- Controllo disaccoppiato con il calcolo del baricentro elettrico (scenario H1)

4.2 La rete di riferimento

4.2.1 Conduttori e topologia

Lo studio degli effetti dell'inserimento di un tap-changer in una rete di distribuzione di bassa tensione viene condotto utilizzando la rete di bassa tensione di riferimento europea illustrata in [?].

Le rete, riportata in Figura 4.1, viene alimentata da un tipico trasformatore da distribuzione con gli avvolgimenti del primario collegati a triangolo e del secondario collegati a stella con

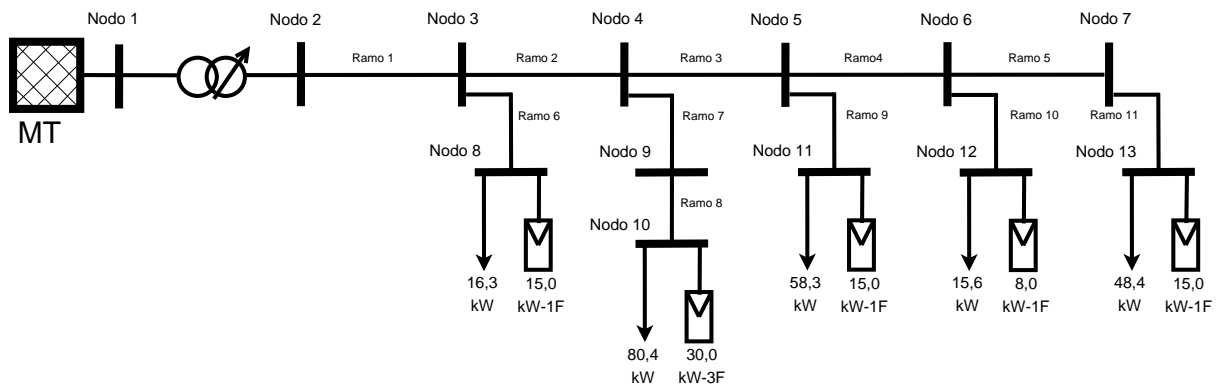


Figura 4.1: Rete di riferimento europea Cigrè in BT - Scenario base

Conduttore	Sezione [mm^2]	R_{dc}	R_c [mm]	GMR [mm]
1	240	0,162	17,500	6,710
2	150	0,265	13,800	5,310
3	120	0,325	12,400	4,750
4	70	0,568	9,440	3,680
5	35	1,110	6,680	2,600
6	25	1,540	5,640	2,200
7	16	1,150	5,100	1,986

Tabella 4.1: Cavi impiegati nella rete di riferimento

neutro accessibile, Dyn. Il centrostella del secondario del trasformatore viene connesso a terra localmente, come è prassi nei sistemi di distribuzione TT. La convenienza nell'utilizzo delle due diverse tipologie di collegamento tra primario e secondario del trasformatore è ben nota. Il collegamento a triangolo degli avvolgimenti primari impedisce alle correnti di sequenza zero di transitare verso il secondario del trasformatore. Il collegamento a stella con neutro accessibile del secondario, invece, si rende necessario per alimentare i carichi monofase, tipici di questa tipologia di rete. Infine, esso influisce positivamente sul valore della corrente di guasto che si verifica nella porzione di rete in bassa tensione: la bassa impedenza del collegamento a terra del neutro al secondario comporta un elevato valore della corrente di guasto, facilitandone la localizzazione e consentendo di realizzare efficaci protezioni selettive.

La rete considerata ha una struttura radiale con frequenza nominale pari a 50 Hz. La dorsale è costituita da un cavo di sezione $240[\text{mm}^2]$ del tipo $NA2XY$, secondo la designazione tedesca DIN VDE utilizzata per le linee interrate. Le sezioni e la composizione dei conduttori degli altri rami sono ricavabili dalle tabelle 4.1 e 4.2 rispettivamente. Si può notare che la sezione del conduttore di neutro è sempre di dimensione minore rispetto al corrispettivo conduttore di fase di ogni ramo. Questa prassi, comunemente diffusa nella tecnica impiantistica relativa ai sistemi di bassa tensione, si basa sull'assunto che lo squilibrio tra le fasi e il livello di inquinamento armonico siano sufficientemente ridotti. È però da evidenziare che le reti di bassa tensione sono spesso caratterizzate da un funzionamento squilibrato, a causa della massiccia presenza di carichi e generatori monofase. Questo comporta la circolazione di correnti lungo il conduttore di neutro che potrebbe non essere dimensionato sufficientemente rispetto alle effettive condizioni di funzionamento del sistema.

Ramo	Da Nodo	A Nodo	Conduttore			a [cm]	b [cm]	Lungh. [m]
			F	N	Nome			
1	2	3	1	2	UG1	100	5,2	70
2	3	4	1	2	UG1	100	5,2	35
3	4	5	1	2	UG1	100	5,2	70
4	5	6	1	2	UG1	100	5,2	105
5	6	7	1	2	UG1	100	5,2	35
6	3	8	4	7	UG4	100	2,4	30
7	4	9	2	3	UG2	100	4,2	105
8	9	10	3	6	UG3	100	4,2	30
9	5	11	6	5	UG6	100	3,2	30
10	6	12	4	7	UG4	100	2,4	30
11	7	13	5	7	UG5	100	2,6	30

Tabella 4.2: Composizione e lunghezza dei rami della rete di riferimento. a è la profondità di posa e b la distanza tra due cavi paralleli

4.2.2 Carichi

La Figura 4.1 evidenzia i bus a cui sono connessi i carichi della rete di distribuzione studiata. È tuttavia doveroso fare alcune precisazioni. In primo luogo il fine della tesi è quello di studiare l'effetto che l'inserimento di un trasformatore dotato di tap-changer ha su una rete di bassa tensione che si avvicini il più possibile a una rete reale. Le reti in questione sono caratterizzate dalla contemporanea presenza di carichi monofase e trifase. I primi, in particolare, sono responsabili dell'assorbimento di correnti monofase, le quali provocano, per loro stessa natura, cadute di tensione sulla fase che li alimenta. Cadute di tensione diverse sulle tre fasi causano uno squilibrio tra le tensioni nell'intera rete. Questi squilibri possono riguardare i moduli delle tensioni, le loro fasi o, più spesso, entrambi. La tabella 4.3 riporta le potenze attive nominali dei carichi installati nella configurazione base, suddivise tra le rispettive fasi. I carichi sono modellizzati secondo tre diverse curve di carico, le quali si riferiscono a tipologie di utenti diversi: l'utente residenziale, quello commerciale e quello industriale.

In Figura 4.2 sono riportati gli andamenti qualitativi delle curve di carico riferite alle diverse tipologie di utenza considerate nello studio. In particolare, in Figura 4.2a è riportato l'andamento qualitativo della curva di carico di un'utenza residenziale. Analizzando la curva si nota come sia presente un picco massimo di assorbimento alle ore 19 con un fattore di carico pari a 0,91 e due massimi secondari alle ore 12 e alle ore 8 con fattori di carico rispettivamente pari a 0,79 e 0,76. I valori minimi di potenza assorbita si verificano durante le ore notturne, con un picco minimo di 0,18 alle ore 2. In Figura 4.2b è riportata la curva di carico per un'utenza commerciale: si apprezzano due massimi giornalieri, alle ore 8 e alle ore 15, con fattore di carico rispettivamente pari a 0,98 e 0,88. Anche in questa tipologia di utenza i minimi si verificano durante le ore notturne, con minimo assoluto alle ore 2 e fattore di carico 0,28. Infine, in Figura 4.2c è rappresentata la curva di carico di un'utenza industriale. Contrariamente alle curve precedenti, si evidenziano valori di assorbimento elevati durante le ore centrali della giornata e valori notturni quasi sempre superiori a 0,4. Oltre alla diversificazione delle richieste di carico sulla base della tipologia di utenza e dell'orario considerato, si sono considerati altri fattori correttivi, tali per cui la potenza attiva assorbita da un'utenza in un determinato istante di tempo è esprimibile nel seguente modo::

$$P_{ass}(t) = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot P_n \quad (4.1)$$

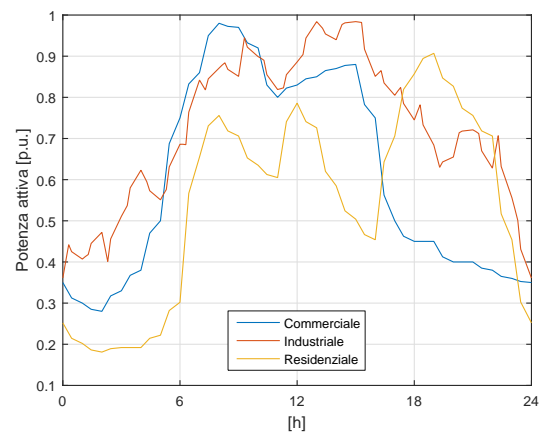
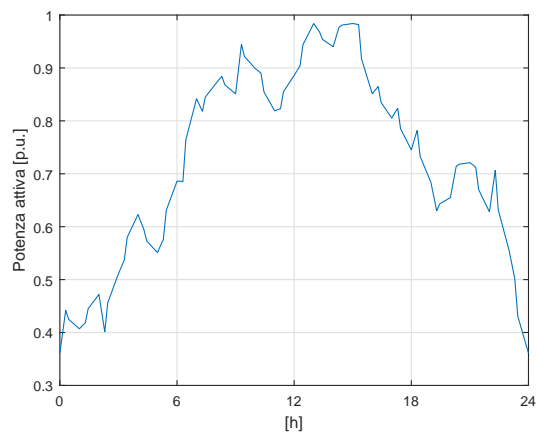
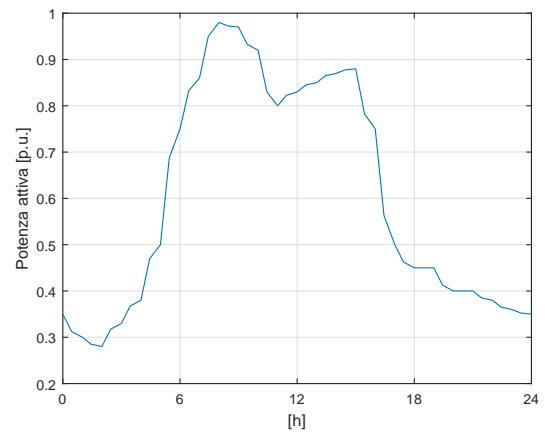
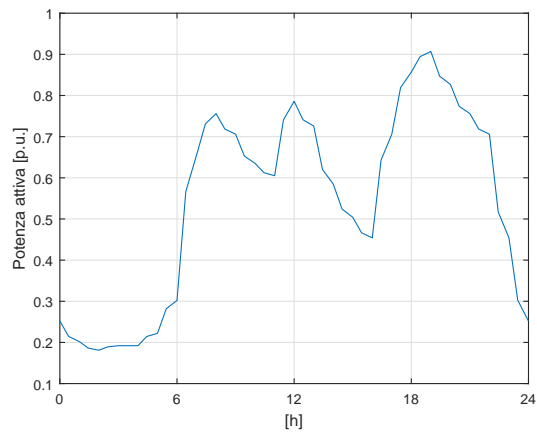


Figura 4.2: Profili di carico

ove:

- K_1 è il fattore riduttivo utilizzato per la descrizione delle curve di carico di Figura 4.2;
- K_2 è un indice correttivo che considera il giorno della settimana;
- K_3 è un indice correttivo che considera il mese dell'anno;
- K_4 è il fattore di crescita della richiesta energetica negli anni, avendo come riferimento unitario l'anno 2010.

Ciascuno dei fattori considerati nell'equazione (4.1) è funzione della classe di appartenenza dell'utenza considerata.

Bus num	Fase 1			Fase 2			Fase 3		
	P [W]	$\cos\varphi$	tipo	P [W]	$\cos\varphi$	tipo	P [W]	$\cos\varphi$	tipo
8	7.000	0,9	res	6.000	0,9	ind	3.300	0,9	com
10	20.400	0,9	ind	30.000	0,9	ind	30.000	0,9	res
11	16.500	0,9	com	19.800	0,9	com	22.000	0,9	res
12	3.600	0,9	ind	5.000	0,9	res	7.000	0,9	res
13	14.000	0,9	res	15.400	0,9	com	19.000	0,9	res

Tabella 4.3: Potenze nominali dei carichi connessi ai nodi della rete nello scenario base. I carichi sono suddivisi tra le fasi dei nodi della rete e viene indicata la curva di carico cui ci si riferisce (res=residenziale, com=commerciale, ind=industriale)

4.2.3 Coefficienti ZIP

I carichi presenti in una rete elettrica sono caratterizzati da un assorbimento di potenza attiva e reattiva che varia in funzione della tensione alla quale vengono alimentati. Per tenere in considerazione l'effetto della variazione della tensione, essi vengono rappresentati mediante il già citato modello ZIP. L'espressione polinomiale delle potenze attiva e reattiva secondo tale modello sono di seguito riportate:

$$P = P_n \left(Z_p \left(\frac{V_i}{V_n} \right)^2 + I_p \frac{V_i}{V_n} + P_p \right) \quad (4.2)$$

$$Q = Q_n \left(Z_q \left(\frac{V_i}{V_n} \right)^2 + I_q \frac{V_i}{V_n} + P_q \right) \quad (4.3)$$

dove P e Q rappresentano la potenza attiva e reattiva assorbita dal carico a una determinata tensione V_i e P_n e Q_n sono la potenza attiva e reattiva assorbite in condizioni nominali $V = V_n$. I termini Z , I e P rappresentano i coefficienti per un carico a impedenza, corrente e potenza costante.

I valori dei coefficienti utilizzati nelle simulazioni sono stati ricavati da [36] e sono riportati in tabella 4.4. In particolare, per i carichi residenziali si è considerata la classe di consumo indicata nel documento con 'C', ipotizzando cioè che i consumi annui di ciascun utente siano compresi tra 2.897 e 3897 kWh. I consumi della classe commerciale sono ricavati ipotizzando una composizione del parco utenza costituita da una suddivisione delle potenze installate uguale per le quattro classi considerate in [36] e riportate in tabella 4.4.

Utenza	Tipologia	Z_p	I_p	P_p	Z_q	I_q	P_q
Res	C	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
Com	Supermercato	0,27	-0,33	1,06	5,48	-9,7	5,22
Com	Ristorante	0,69	0,04	0,27	1,82	-2,24	1,43
Com	Lavanderia	0,77	-0,84	1,07	8,09	-13,65	6,56
Com	Negozi	0,55	0,24	0,21	0,55	-0,09	0,54
Ind	Unica	1,21	-1,61	1,41	4,35	-7,08	3,72

Tabella 4.4: Coefficienti ZIP

Infine, i coefficienti applicati sono calcolati come media pesata sulle potenze installate. A titolo di esempio si riporta il metodo di calcolo adottato per definire Z_p .

$$Z_p = \frac{Z_{p,res}P_{tot,res} + Z_{p,eq,com}P_{tot,com} + Z_{p,ind}P_{tot,ind}}{P_{tot,res} + P_{tot,com} + P_{tot,ind}} \quad (4.4)$$

ove

$$Z_{p,eq,com} = \frac{Z_{p,supermercato} + Z_{p,ristorante} + Z_{p,lavanderia} + Z_{p,com,negozi}}{4} \quad (4.5)$$

I valori equivalenti dei coefficienti, riportati in tabella 4.5, sono stati opportunamente arrotondati in modo rispettare i vincoli $Z_p + I_p + P_p = 1$ e $Z_q + I_q + P_q = 1$.

Z_p	I_p	P_p	Z_q	I_q	P_q
1,216	-1,680	1,464	6,991	-11,507	5,515

Tabella 4.5: Coefficienti ZIP applicati alla rete

4.2.4 Generatori

La Figura 4.1 evidenzia i bus a cui sono connessi i sistemi di generazione distribuita della rete di distribuzione. La configurazione riportata viene nel seguito denominata "configurazione base". La tabella 4.6 riporta le potenze attive nominali dei generatori fotovoltaici insistenti sui bus della rete, suddivise tra le rispettive fasi.

In Figura 4.3 è rappresentato l'andamento tipico della curva di generazione di un impianto fotovoltaico in una giornata serena. Come è noto un generatore fotovoltaico produce il massimo della potenza, in condizioni standard, in corrispondenza del massimo irraggiamento solare, che

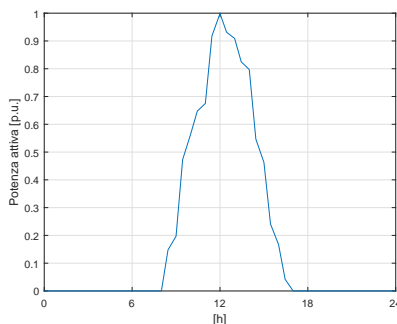


Figura 4.3: Curva di generazione di un sistema fotovoltaico

Bus num	Fase 1		Fase 2		Fase 3	
	P [W]	cos φ	P [W]	cos φ	P [W]	cos φ
8	-	-	15.000	1	-	-
10	10.000	1	10.000	1	10.000	1
11	-	-	-	-	15.000	1
12	8.000	1	-	-	-	-
13	15.000	1	-	-	-	-

Tabella 4.6: Potenze nominali dei generatori connessi ai nodi della rete nello scenario base

si produce alle ore 12 solari e la potenza erogata è funzione dell'irraggiamento istantaneo, che è massimo nell'intorno del solstizio estivo, della temperatura di cella - funzione della temperatura ambientale e della velocità del vento - e dell'esposizione. Naturalmente l'impianto, che basa il proprio funzionamento sulla creazione di coppie elettrone-lacuna per effetto fotoelettrico, non è attivo nelle ore in cui non vi è luce solare.

La curva di generazione è riferita a un impianto con esposizione ottimale (orientamento a sud e senza ombreggiamenti) e tilt idoneo alla zona considerata. Per tenere in considerazione la variabilità dovuta alle differenti condizioni di irraggiamento, copertura nuvolosa e temperatura, sono stati introdotti dei coefficienti riduttivi che variano con il giorno della settimana e il mese considerato. La producibilità massima annuale si verifica nel mese di giugno, mentre la minima nel mese di dicembre. La potenza attiva prodotta da un impianto fotovoltaico in un determinato istante di tempo è, in definitiva, ricavata nel seguente modo:

$$P_{gen}(t) = K_{gen1} \cdot K_{gen2} \cdot K_{gen3} \cdot P_n \quad (4.6)$$

ove:

- K_{gen1} è il fattore riduttivo utilizzato per la descrizione della curva di generazione di Figura 4.3
- K_{gen2} è un indice correttivo che considera la variabilità della situazione meteorologica del giorno della settimana
- K_{gen3} è un indice correttivo che considera la variabilità dell'irraggiamento solare durante l'anno.

4.3 Studio dello scenario base

In questo paragrafo vengono analizzate alcune grandezze di interesse per la rete nella sua configurazione base, ovvero in assenza di OLTC e senza regolazione della tensione da parte degli inverter della generazione distribuita. La simulazione è condotta utilizzando i valori potenza nominale dei generatori e dei carichi indicati nei paragrafi 4.2.2 e 4.2.4 e simulando il comportamento della rete in un giorno settimanale estivo - 15 giugno - per verificare gli effetti indotti nella rete quando la GD lavora al massimo della potenzialità. Il passo di simulazione prevede un intervallo Δt pari a 15 minuti.

Vengono dapprima illustrate le curve di carico e di generazione ai nodi di utenza - 8, 10, 11, 12 e 13 - focalizzando l'attenzione sui picchi di potenza richiesta e generata. Successivamente si studiano gli andamenti temporali delle tensioni di fase ai nodi evidenziando in particolare i valori minimi e massimi che si verificano in ogni fase e confrontandoli con i picchi di potenza generata e assorbita ricavati precedentemente. In seguito si analizza il comportamento del potenziale

di neutro nella rete e del fattore di sbilanciamento delle tensioni. Infine si quantifica l'energia dissipata nei rami della rete studiata.

Lo scopo di questo paragrafo è di definire uno scenario base e il valore dei relativi parametri di interesse che potranno essere successivamente confrontati con scenari che prevedono l'inclusione della regolazione locale delle DER e l'intervento del trasformatore con variatore sotto carico.

4.3.1 Curve di carico e di generazione

Dei tredici nodi che compongono la rete, cinque sono quelli a cui sono connessi utenti attivi o passivi. Le corrispondenti curve di carico e di generazione sono ricavate simulando i profili di carico e di generazione per il giorno 15 giugno, con intervalli di tempo pari a 15 minuti. Le figure 4.4 e 4.5 riportano l'andamento delle potenze attive assorbite e generate ai nodi utente per ogni fase.

Per lo studio della rete è tuttavia interessante conoscere il valore istantaneo della potenza attiva netta alla fase i di un nodo k , ove con potenza attiva netta si intende la differenza tra la potenza attiva assorbita e quella generata istante per istante, cioè la potenza che il nodo richiede effettivamente alla rete: $\Delta P_{net,i,k}(t) = P_{load,i,k}(t) - P_{gen,i,k}(t)$. In questo modo è possibile comprendere, in via approssimativa, quali nodi saranno soggetti a un'inversione del flusso di potenza in una determinata condizione di funzionamento. Le tabelle 4.7 e 4.8 riportano in dettaglio i valori massimi e minimi di potenza attiva assorbita al netto della generata per ogni fase di ogni nodo nell'arco delle 24 ore considerate. Si può notare che i picchi di assorbimento sono dipendenti dalla potenza installata in ogni fase di ciascun nodo e che l'orario in cui si verificano dipende dal profilo di carico assunto per la fase. Perciò le fasi con profilo di carico residenziale presentano generalmente un picco massimo alle ore 8 o alle ore 19 - mancando il picco delle ore 12 che viene compensato dalla produzione degli impianti rinnovabili, i profili commerciali alle ore 8 e quelli industriali alle ore 8 e 15.30, in accordo con quanto visto nel paragrafo 4.2.2. Osservando i dati riportati in tabella 4.8, si evince che alcuni nodi sperimentano un picco di potenza netta negativa $\Delta P_{net,i,k}$ nelle ore centrali della giornata. Questo fatto è dovuto al picco di generazione dei sistemi fotovoltaici, che si verifica durante il mezzogiorno solare, e che, per alcuni nodi, supera la potenza istantaneamente richiesta al nodo stesso. Ne consegue una inversione del verso della potenza, che si dirige dal nodo alla rete di distribuzione e il verificarsi di un aumento della tensione al nodo.

L'inversione del flusso di potenza in un nodo della rete non permette di stabilire aprioristicamente il percorso verso cui tale flusso si dirige, in quanto esso è dipendente dalle condizioni globali della rete all'istante considerato. Si può solo affermare che localmente si verifica un aumento di tensione al nodo interessato da un surplus di produzione potenza attiva rispetto alle condizioni di assorbimento istantanee.

Infatti si verifica che, pur essendovi inversioni nei locali dei flussi di potenza in alcuni nodi della rete, nel trasformatore il flusso si mantiene sempre nella direzione convenzionale per una rete passiva, ovverosia è sempre diretto dalla rete di media tensione ai carichi (figura 4.6a). Per apprezzare un'inversione dei flussi di potenza al trasformatore è necessario aumentare la quota di GD installata (per esempio, vedasi fig. 4.6b).

Infine viene riportata la tabella 4.9 che illustra i valori medi di potenza assorbita al netto della generata per ogni fase i di ogni nodo k nell'arco della giornata. Si verifica immediatamente che il nodo 10 è il più caricato con una potenza attiva netta media attorno al 53% della complessiva, mentre i nodi 8 e 12 risultano i meno caricati, con valori del 7% e 6% rispettivamente. Inoltre la fase 1 assorbe circa il 31% della potenza totale, contro il 45% della fase 2 e il 24% della fase 3. Poiché l'assorbimento di potenza attiva è direttamente correlato alle correnti assorbite e quindi alle cadute di tensione che si verificano, si può prevedere che il nodo 10 sarà tra i più interessati da deviazioni dai valori di riferimento anche a causa della consistente distanza dalla

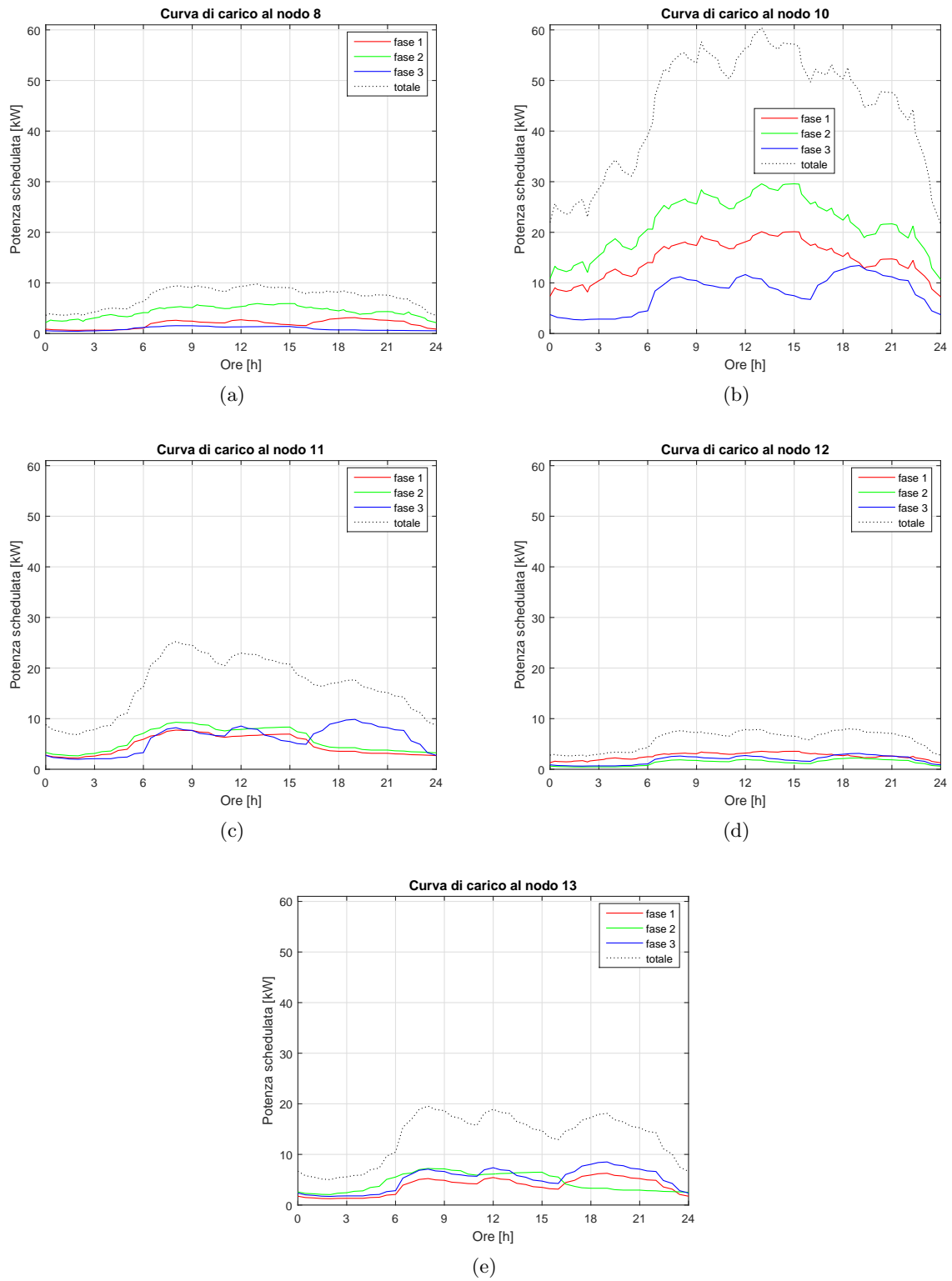


Figura 4.4: Curve di carico ai nodi della rete per il giorno 15 Giugno

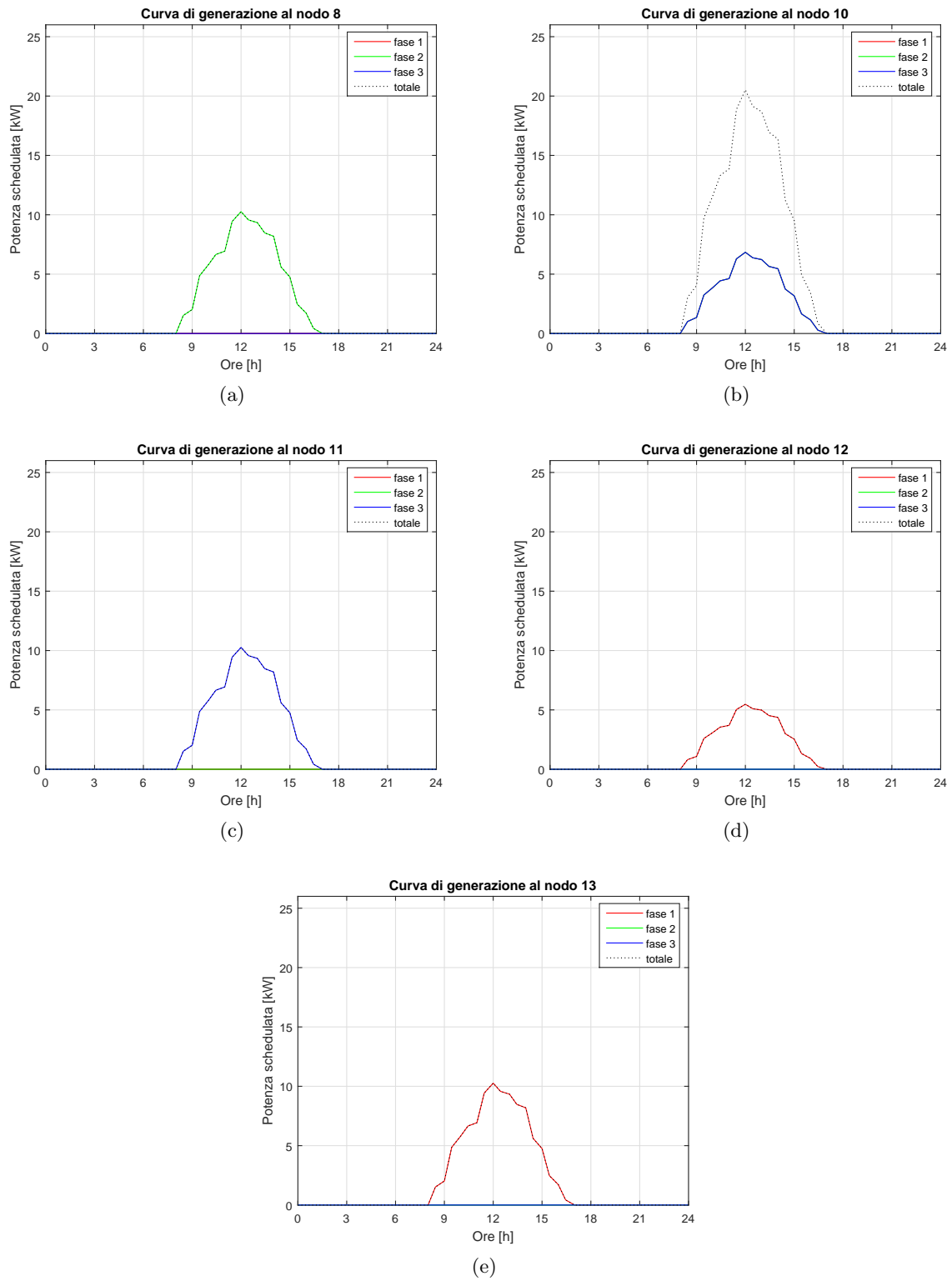


Figura 4.5: Curve di generazione ai nodi della rete per il giorno 15 Giugno

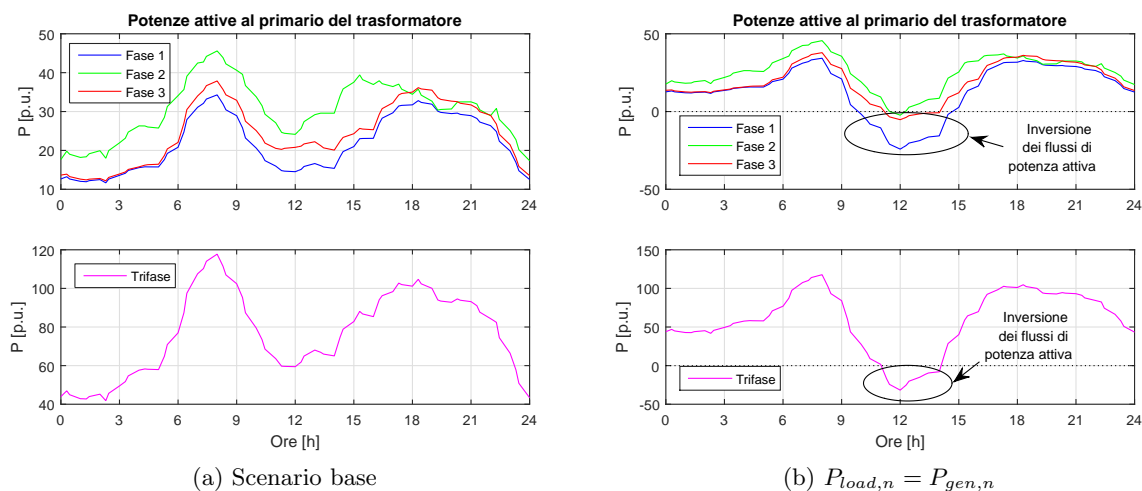


Figura 4.6: Andamento della potenza attiva nelle tre fasi e complessiva al primario del trasformatore di distribuzione nello scenario base e in uno scenario con $P_{load,n} = P_{gen,n}$. Per le convenzioni adottate nella costruzione della matrice alle ammettenze del trasformatore, P è positiva se erogata dal primario verso la rete di distribuzione.

nodo	Fase 1			Fase 2			Fase 3		
	max	ora	tipo	max	ora	tipo	max	ora	tipo
8	3,14	19:00	res	5,24	8:00	ind	1,55	8:00	com
10	17,92	15:30	ind	27,36	15:30	ind	13,44	15:30	com
11	7,74	8:00	com	9,29	8:00	com	9,86	8:00	res
12	3,14	8:00	ind	2,24	19:00	res	3,14	19:00	res
13	6,27	19:00	res	7,22	8:00	com	8,51	8:00	res

Tabella 4.7: Potenza massima assorbita al netto della generata ai nodi e ora in cui si verifica nello scenario base. I valori sono espressi in p.u., con $S_{base} = 1$ kVA

nodo	Fase 1		Fase 2		Fase 3	
	min	ora	min	ora	min	ora
8	0,63	2:00	-4,94	12:00	0,44	2:00
10	7,25	24:00	10,67	24:00	2,68	2:00
11	2,21	2:00	2,65	2:00	-1,83	14:00
12	-2,28	12:00	0,45	2:00	0,63	2:00
13	-4,83	12:00	2,06	2:00	1,70	2:00

Tabella 4.8: Potenza minima assorbita al netto della generata ai nodi e ora in cui si verifica. I valori sono espressi in p.u., con $S_{base} = 1$ kVA

cabina, anche se la sezione elevata del cavo che lo alimenta mitiga in parte tale effetto. Le considerazioni espresse si riferiscono esclusivamente alla giornata analizzata, in quanto i profili di carico e di generazione sono variabili e dipendono dal giorno scelto (infrasettimanale o non), dal mese e dall'anno analizzato. Le variazioni maggiori si manifestano nei valori di potenza generata che, data la scelta di inserire nella rete generatori esclusivamente di tipo fotovoltaico, dipende dal variare dell'irraggiamento solare durante l'anno.

Nodo	P ₁	P ₂	P ₃
8	1,89	2,33	0,95
10	13,45	20,41	6,74
11	4,76	5,71	3,91
12	1,53	1,35	1,89
13	1,75	4,44	5,12

Tabella 4.9: Potenza media assorbita al netto della generata ai nodi e ora in cui si verifica. I valori sono espressi in p.u., con $S_{base} = 1$ kVA

4.3.2 Tensioni di fase

Le figure 4.8a, 4.8b, 4.8c, 4.8d e 4.8e riportano l'andamento temporale del modulo delle tensioni di fase U_{1n} , U_{2n} e U_{3n} per il periodo di simulazione considerato. Nelle tabelle 4.10, 4.11 e 4.12 sono riportati i dati numerici in p.u. dei valori medi, minimi e massimi delle tensioni delle fasi di tutti i nodi della rete, con l'indicazione dell'orario in cui si verifica il picco. Il nodo 1 è scelto come nodo di saldo: per tale motivo il suo valore è sempre pari a 1 e l'andamento non viene riportato. Confrontando le tabelle 4.9 e 4.10, è immediato osservare che il valore assunto mediamente da una fase di una tensione a un nodo è tanto minore quanto più la potenza attiva media netta a quel nodo è elevata e, a parità di condizioni, quanto più la sezione equivalente del cavo tra il secondario del trasformatore e il carico è ridotta. Per tale motivo i nodi 10 e 11 sperimentano i valori medi di tensione più bassi di tutta la rete, ma il nodo 11, che assorbe mediamente il 19% della potenza netta, è il nodo più svantaggiato, a causa della maggiore distanza dal trasformatore e della ridotta sezione del tratto terminale. Nella media del funzionamento della rete, la massima caduta di tensione che si verifica è pari al 5,8% e interessa dunque la fase 2 del nodo 11. In termini assoluti, invece, le maggiori cadute di tensione interessano i nodi con picco di potenza assorbita più elevato: il nodo 10 per le fasi 1 e 2 e il nodo 13 per la fase 3. La caduta di tensione massima nelle tre fasi risulta essere pari a:

- 0,039 p.u. per la fase 1 - nodo 10
- 0,084 p.u. per la fase 2 - nodo 10
- 0,058 p.u. per la fase 3 - nodo 13

I valori massimi assoluti dei moduli delle tensioni si verificano in corrispondenza dei valori minimi di potenza assorbita - tipicamente durante le ore notturne e in questo caso $|U_{min,nodo,i}| \leq 1.0$ - o durante le fasi centrali della giornata, quando $P_{gen,nodo,i} > P_{ass,nodo,i}$. Nel primo caso i picchi si verificano nei nodi che hanno minore potenza assorbita istantanea e maggiore sezione equivalente del cavo, nel secondo nei nodi che hanno ΔP maggiore.

La massima sovrarelevazione di tensione nelle tre fasi risulta essere pari a:

- 0,011 p.u. per la fase 1 - nodo 13
- -0,015 p.u. per la fase 2 - nodo 10
- 0,014 p.u. per la fase 3 - nodo 10

L'escursione tra la minima e la massima tensione in una fase è infine:

- 0,050 p.u. per la fase 1
- 0,069 p.u. per la fase 2

Nodo	U_{1n}	U_{2n}	U_{3n}
2	1,000	1,000	1,000
3	0,994	0,992	0,996
4	0,987	0,977	0,993
5	0,984	0,971	0,992
6	0,982	0,967	0,988
7	0,982	0,963	0,983
8	0,982	0,963	0,983
9	0,986	0,974	0,992
10	0,975	0,950	0,994
11	0,972	0,942	0,995
12	0,980	0,965	0,987
13	0,980	0,963	0,982

Tabella 4.10: Valori medi giornalieri delle tensioni di fase sui nodi della rete - Scenario base

- 0,072 p.u. per la fase 3

La figura 4.7 mostra nello stesso grafico l'andamento della tensione di fase U_{1n} e della $P_1 = P_{load,1} - P_{gen,1}$ per il nodo con carico più elevato - nodo 10 - e per quello con carico minore - nodo 12. Analogamente avviene per le fasi 2 e 3. Si vede immediatamente che per le fasi 1 e 2, ove il nodo 10 è il più caricato, c'è una immediata corrispondenza tra il valore istantaneo della potenza netta al nodo e della tensione di fase: in particolare si evidenzia una derivata negativa della tensione nelle zone in cui la potenza ha derivata positiva e viceversa. Ciò non avviene per il nodo 12. Questo è dovuto al fatto che la caduta di tensione a un nodo dipende, oltre che dalla potenza assorbita al nodo stesso, cioè dalle cadute di tensione che si verificano lungo il percorso tra il trasformatore e il carico a causa della corrente diretta al nodo, anche dalle cadute causate dalle correnti dirette agli altri nodi nei tratti di percorso comune. Essendo il nodo 10 interessato mediamente dal 53% dell'intera potenza netta assorbita nella rete, esso è preponderante nell'influenza della caduta di tensione che si verifica al nodo stesso. Al contrario l'andamento della tensione al nodo 12 non segue pedissequamente quello della potenza ivi assorbita, in quanto la caduta di tensione che si verifica tra il trasformatore e il nodo 12 è condizionata maggiormente dagli avvenimenti che si verificano negli altri nodi della rete - e nel nodo 10 in particolare - nel tratto di condotta compreso tra i nodi 2 e 4.

Rendendo passiva la rete e valutando gli andamenti delle tensioni di fase nello stesso intervallo temporale, si ricava che l'escursione tra la minima e la massima tensione in una fase è pari a:

- 0,036 p.u. per la fase 1 ($U_{1,max} = 0,992$, $U_{1,min} = 0,956$)
- 0,082 p.u. per la fase 2 ($U_{2,max} = 0,996$, $U_{2,min} = 0,914$)
- 0,071 p.u. per la fase 3 ($U_{3,max} = 1,013$, $U_{3,min} = 0,942$)

con il $\Delta U_{pass} = 0,099$ p.u.. Senza il contributo delle DER, le tensioni di fase assumono escursioni maggiori a causa delle cadute di tensione più pronunciate durante i picchi di carico nelle ore centrali della giornata, che non sono mitigate dalla potenza generata localmente dagli impianti fotovoltaici. Tale differenza di potenza deve perciò essere fornita dalla rete di media tensione, aumentando le correnti che circolano nella rete e di conseguenza le cadute di tensione.

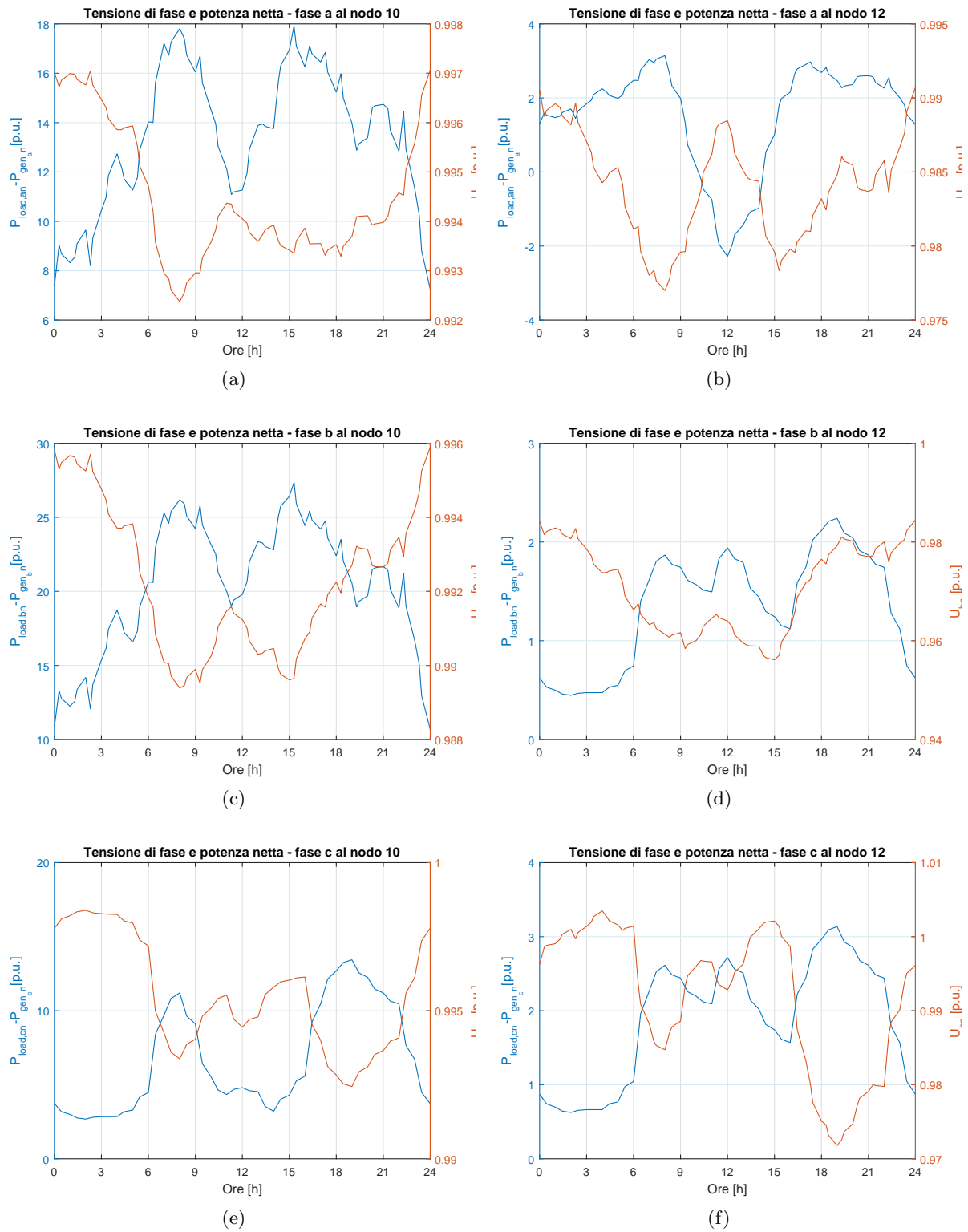


Figura 4.7: Andamento della potenza attiva netta $\Delta P_{net,i,k} = P_{load,i,k}(t) - P_{gen,i,k}(t)$ - colore blu - e della tensione di fase $U_{in,k}$ - colore rosso - ai nodi $k=10$ e $k=12$

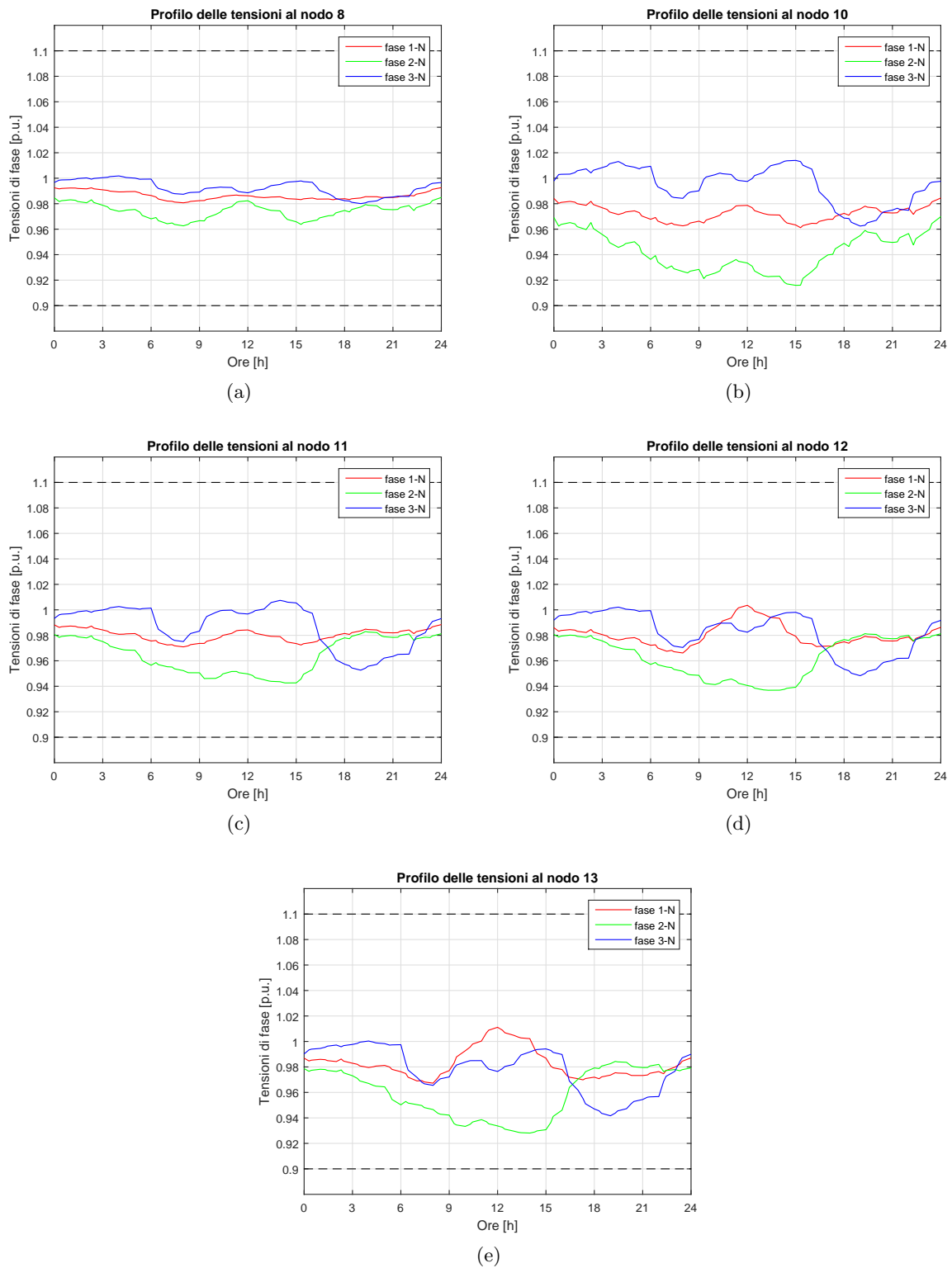


Figura 4.8: Andamento temporale delle tensioni ai nodi di carico della rete senza regolazione della tensione nello scenario base

nodo	Fase 1		Fase 2		Fase 3	
	min	ora	min	ora	min	ora
2	0,992	8:00	0,989	8:00	0,992	19:00
3	0,982	8:00	0,967	15:00	0,979	19:00
4	0,977	8:00	0,956	15:00	0,972	19:00
5	0,973	8:00	0,948	15:00	0,960	19:00
6	0,970	8:00	0,939	14:00	0,952	19:00
7	0,969	8:00	0,937	14:00	0,950	19:00
8	0,981	8:00	0,963	8:00	0,980	19:00
9	0,965	15:30	0,928	15:00	0,965	19:00
10	0,961	15:30	0,916	15:00	0,962	19:00
11	0,971	8:00	0,943	14:45	0,953	19:00
12	0,966	8:00	0,937	13:30	0,948	19:00
13	0,967	8:00	0,928	14:00	0,942	19:00

Tabella 4.11: Valore minimo delle tensioni di fase ai nodi e ora in cui si verifica - Scenario base

nodo	Fase 1		Fase 2		Fase 3	
	max	ora	max	ora	max	ora
2	0,997	24:00	0,996	24:00	0,998	2:00
3	0,993	24:00	0,988	24:00	1,002	4:00
4	0,991	24:00	0,984	24:00	1,003	4:00
5	0,990	12:00	0,983	24:00	1,003	4:00
6	0,999	12:00	0,983	19:30	1,002	4:00
7	1,001	12:00	0,983	19:30	1,002	4:00
8	0,993	24:00	0,985	24:00	1,002	4:00
9	0,986	24:00	0,974	24:00	1,010	15:00
10	0,984	24:00	0,970	24:00	1,014	15:00
11	0,988	24:00	0,983	19:30	1,007	14:00
12	1,004	12:00	0,981	19:30	1,002	4:00
13	1,011	12:00	0,984	19:30	1,000	4:00

Tabella 4.12: Valore massimo delle tensioni di fase ai nodi e ora in cui si verifica - Scenario base

4.3.3 Potenziale di neutro e VUF

In una rete simmetrica ed equilibrata il potenziale di neutro assume valore nullo, dal momento che esso non viene interessato da alcuna corrente. Infatti, preso un qualsiasi nodo k , per la legge di Kirchhoff delle correnti si ha che:

$$i_{n,k}(t) = i_{1,k}(t) + i_{2,k}(t) + i_{3,k}(t) = 0 \quad (4.7)$$

Di conseguenza le cadute di tensione sulle fasi sono anch'esse simmetriche - dato che le correnti di fase sono uguali - e il potenziale di neutro si mantiene a zero. In questa situazione, inoltre, essendo le tensioni di fase uguali in modulo e sfasate di $2\pi/3$ l'una dall'altra, il fattore di sbilanciamento delle tensioni è nullo, essendo nulla la componente di sequenza inversa della tensione (e anche la componente omopolare, se per il calcolo del VUF viene utilizzata quest'ultima).

La rete analizzata è caratterizzata, invece, dalla presenza di carichi e generatori monofase non equamente distribuiti tra le fasi: in questa situazione si ha che $i_{n,k}(t)$ in generale è diversa da zero, come si apprezza dagli andamenti del potenziale di neutro ai nodi di carico della figura 4.9. Allo stesso modo il VUF, riportato nelle medesime figure, risulta tanto maggiore quanto più le tensioni sono squilibrate: in particolare lo squilibrio delle correnti che transita nelle fasi comporta cadute di tensione non simmetriche. I due termini sono dunque legati, in quanto espressione dello stesso fenomeno e ciò si può apprezzare dall'andamento analogo che essi presentano, in ogni nodo, a meno di un fattore di scala.

Considerando la rete passiva con la stessa configurazione di carico si apprezza un aumento del potenziale di neutro (fig. 4.10a) e del fattore di sbilanciamento delle tensioni (fig. 4.10b) nella rete attiva. L'aumento è dovuto all'aumentare della disimmetria delle tensioni causata dalle correnti immesse dai sistemi di generazione distribuita che non sono connessi in modo equilibrato tra le fasi.

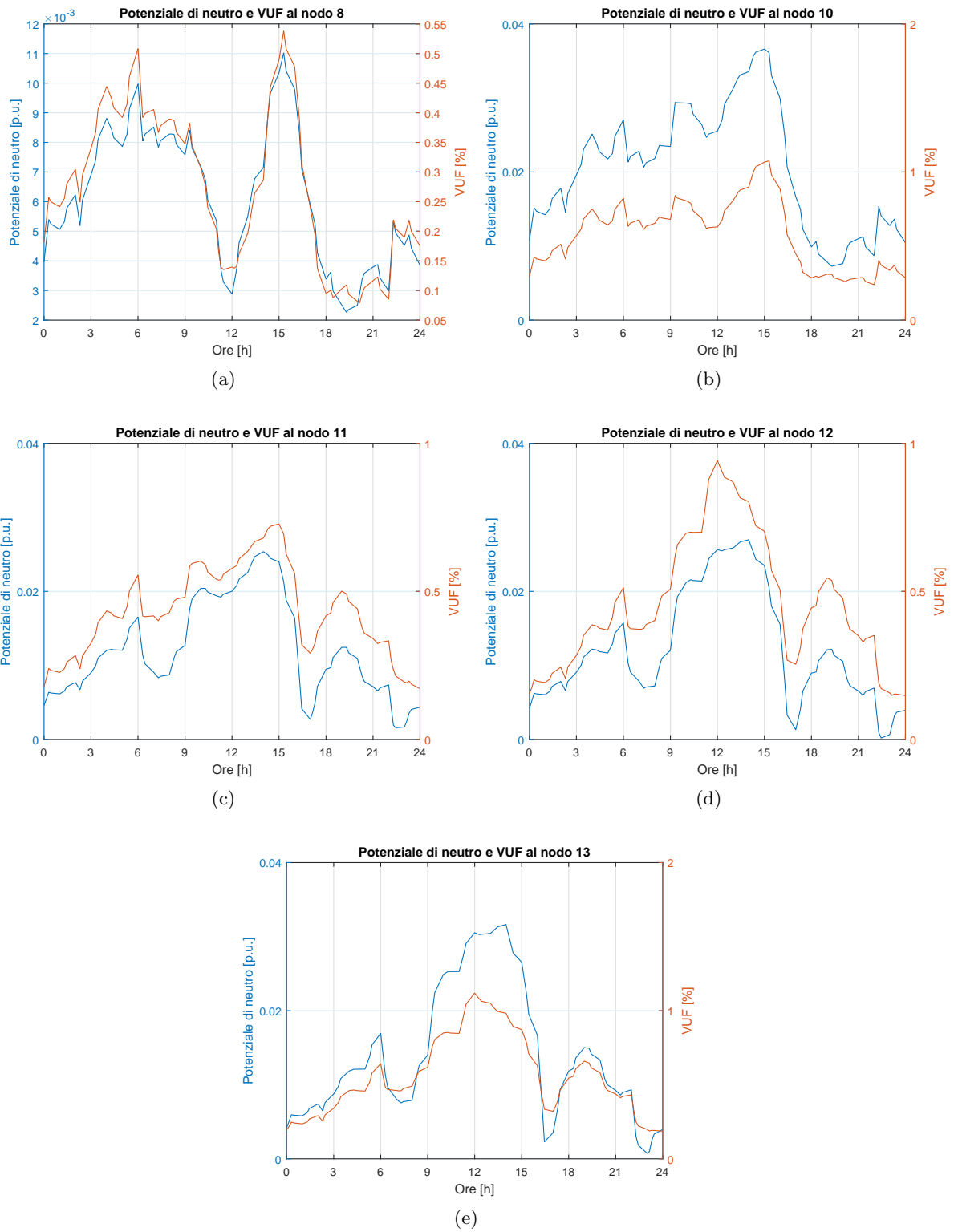


Figura 4.9: Andamento del potenziale di neutro e del VUF ai nodi della rete non regolata - Scenario base

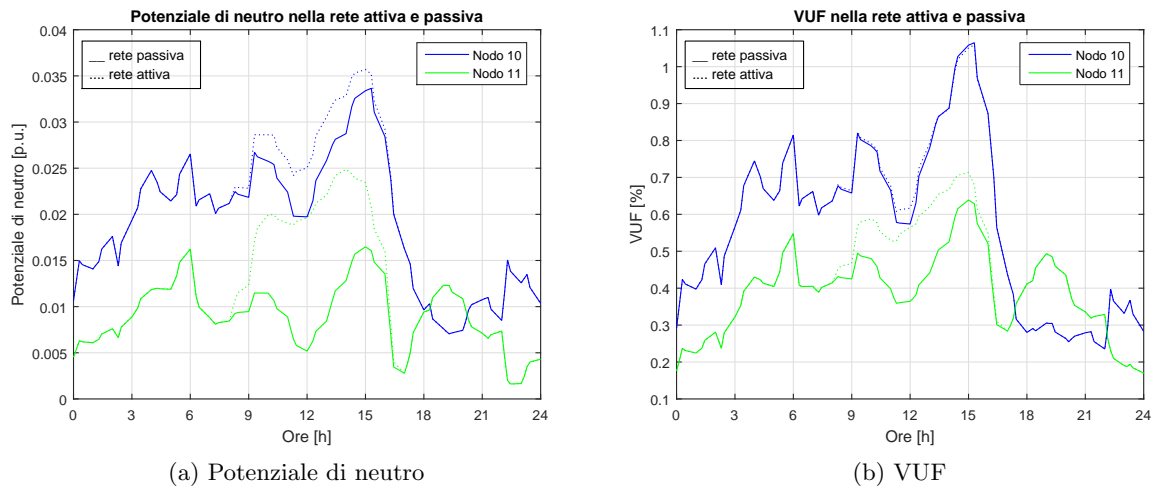


Figura 4.10: Confronto tra i valori del potenziale di neutro in p.u. e del VUF in percentuale tra la rete attiva e la rete passiva non regolate

Nodo	med	max	Nodo	med	max
2	0,000	0,000	2	0,16	0,31
3	0,006	0,011	3	0,29	0,51
4	0,008	0,017	4	0,35	0,62
5	0,010	0,021	5	0,40	0,68
6	0,012	0,026	6	0,45	0,79
7	0,013	0,028	7	0,46	0,85
8	0,006	0,011	8	0,27	0,54
9	0,017	0,030	9	0,52	0,95
10	0,021	0,037	10	0,58	1,08
11	0,012	0,025	11	0,43	0,73
12	0,012	0,027	12	0,46	0,94
13	0,014	0,032	13	0,56	1,12

(a) Potenziale di neutro

(b) VUF

Tabella 4.13: Valore medio e massimo giornaliero del potenziale di neutro [p.u.] e del VUF [%] ai nodi della rete - Scenario base

4.3.4 Energia nella rete

Le perdite attive nei rami della rete sono illustrate in figura 4.11. Tali perdite sono proporzionali al quadrato della corrente che transita in ciascun ramo e alla resistenza di quest'ultimo. Poichè, a parità di materiale e lunghezza del conduttore, la resistenza è inversamente proporzionale alla sua sezione, i rami con sezione minore presentano resistenze più elevate. Tuttavia, per il contenimento delle cadute di tensione, i rami con sezione minore sono anche i più corti, dal momento che costituiscono i tratti terminali verso l'utenza. Il parametro dirimente che caratterizza l'entità delle perdite è, in definitiva, la corrente transitante in ciascun ramo. La maggioranza delle perdite si concentra lungo il ramo 1 (ove transita la totalità della corrente diretta ai carichi) e lungo il tratto 7-8, che conduce al nodo 10, ove è concentrata una quota importante della potenza della rete. Rendendo passiva la rete, le potenze dissipate aumentano, dal momento che la potenza localmente fornita dalla GD ai carichi deve essere fornita dalla rete di media tensione, aumentando le correnti in circolazione. In quest'ultimo caso l'energia giornaliera dissipata è quantificabile in 179,98 kWh. La presenza degli impianti di generazione locale permette di ridurre le perdite della rete studiata di circa l'11,3% rispetto alla rete passiva.

In figura 4.11 sono riportate anche le previsioni dell'energia attiva assorbita e generata ai nodi di carico della rete. Risulta ben evidente che le richieste di energia sono prevalentemente provenienti dai nodi 10, 11 e 13 e che circa un terzo della potenza viene generata al nodo 10. Nel complesso, l'energia prodotta è circa il 12,8% dell'energia assorbita durante l'arco della giornata. In questa situazione, quindi, ci si attende che la rete sia nel complesso caratterizzata da cadute di tensione e che non si verifichino significative inversioni dei flussi di potenza, come peraltro dimostrato in 4.6a e confermato dagli andamenti dei moduli delle tensioni di fase.

ramo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	tot
kWh	53,34	23,66	9,16	5,26	1,00	2,02	41,60	15,82	3,77	1,00	5,12	161,74
%	33,0	14,6	5,7	3,3	0,6	1,3	25,7	9,8	2,3	0,6	3,2	100,0

Tabella 4.14: Perdite attive nei rami della rete nella configurazione base

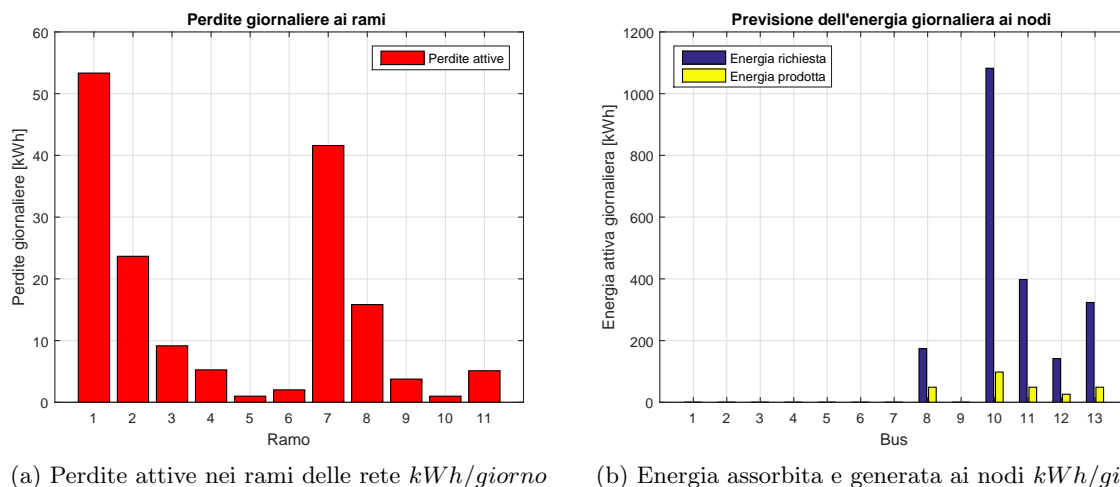


Figura 4.11: Perdite attive nei rami della rete e energia ai nodi per il giorno 15 Giugno - caso abse

nodo	8	10	11	12	13	tot
$P_{load} \cdot t$ [kWh]	174,35	1082,30	397,83	141,73	323,45	2119,66
%	8,2	51,1	18,8	6,7	15,3	100,0
$P_{gen} \cdot t$ [kWh]	49,03	98,06	49,03	26,15	49,03	271,30
%	18,1	36,1	18,1	9,6	18,1	100,0

Tabella 4.15: Energia attiva richiesta e prodotta ai nodi della rete nello scenario base - 15 giugno

4.4 Regolazione grossolana

Nel Capitolo II sono state illustrate sei macchine con caratteristiche tecniche e costruttive diverse per la regolazione della tensione in una rete di distribuzione di bassa tensione. Alcune di esse sono caratterizzate da un numero di prese ridotto e da un intervallo di regolazione elevato: ciò significa che la tensione di step (U_{step}) tra una posizione e la successiva a vuoto è considerevolmente elevata. In questo paragrafo si vuole dimostrare che la capacità di regolazione di un trasformatore con variatore sottocarico è limitata quando la differenza di tensione tra una posizione e la successiva non è sufficientemente ridotta.

Per fare questo si considerano i seguenti scenari, ciascuno caratterizzato dall'utilizzo di un particolare tipo di trasformatore:

- Scenario A: MR Gridcon
- Scenario B: Siemens Fitformer Reg 2.0
- Scenario C: Eberle LVRSYS
- Scenario D: Schneider Electric Minera Grid

Le caratteristiche di interesse dei dispositivi indicati sono riportate in tabella 4.16. Alcuni dei trasformatori analizzati sono disponibili in diverse taglie di potenza nominale, così come i relativi tap-changer possono essere realizzati con un numero di posizioni e relative tensioni di gradino variabili.

Caso	Opzione	S_n [kVA]	Numero Posizioni	Intervallo Regolaz.	U_{step}	Controllo
A	1	400	9	$\pm 10\%$	2,5%	Sincrono
A	2	400	9	$\pm 6\%$	1,5%	Sincrono
B	-	400	3	$\pm 4, 3\%$	4,3%	Sincrono
C	1	400	9	$\pm 10\%$	2,5%	Disaccoppiato
C	2	400	9	$\pm 6\%$	1,5%	Disaccoppiato
D	1	400	5	$\pm 10\%$	5%	Sincrono
D	2	400	5	$\pm 5\%$	2,5%	Sincrono
D	3	400	9	$\pm 5\%$	1,25%	Sincrono

Tabella 4.16: Dati tecnici degli OLTC con elevata U_{step}

La rete, in assenza di regolazione, è caratterizzata dai seguenti valori di scarto quadratico medio delle tensioni dei nodi di una fase dal valore di riferimento unitario, calcolati sulle 24 ore di simulazione:

- Fase 1: $\sigma_{1,day}^* = 0,0194$
- Fase 2: $\sigma_{2,day}^* = 0,0388$
- Fase 3: $\sigma_{3,day}^* = 0,0181$

In seguito all'introduzione dei dispositivi indicati in tabella 4.17, si sono calcolati i nuovi scarti quadratici medi delle tensioni di fase nella rete, $\sigma_{1,day}$, $\sigma_{2,day}$ e $\sigma_{3,day}$. La tabella 4.18 riporta la variazione percentuale del parametro σ calcolata come segue:

Caso	Opzione	$\sigma_{1,day}$	$\sigma_{2,day}$	$\sigma_{3,day}$	Commutazioni		
					a	b	c
A	1	0,0118	0,0225	0,0164	6	-	-
A	2	0,0083	0,0249	0,0153	5	-	-
B	-	0,0191	0,0354	0,0188	12	-	-
C	1	0,0108	0,0167	0,0101	4	11	4
C	2	0,0084	0,0159	0,0097	3	17	6
D	1	0,0194	0,0385	0,0183	2	-	-
D	2	0,0118	0,0225	0,0164	6	-	-
D	3	0,0086	0,0231	0,0148	7	-	-

Tabella 4.17: Scarti quadratici medi giornalieri delle tensioni di fase nella rete studiata e numero di commutazioni che il tap-changer compie per ogni fase durante la regolazione

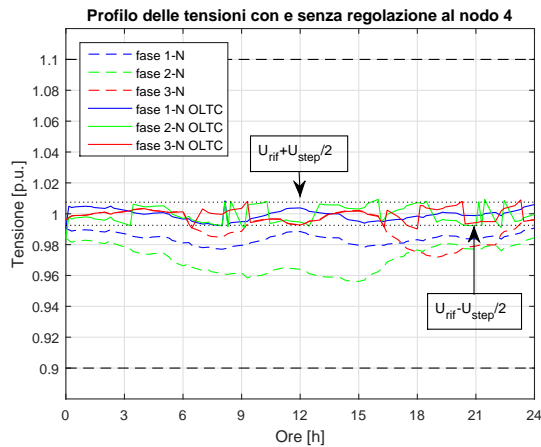
Dai dati riportati e utilizzando $\Delta\sigma_{i,day,\%}$ come parametro di confronto della bontà di regolazione di un dispositivo, si nota che i trasformatori dotati di tap-changer con regolazione disaccoppiata tra le fasi sono i più efficaci nel regolare le tensioni della rete, in quanto l'intervento è calibrato sulle esigenze che una fase manifesta, spesso in contrapposizione con il comportamento delle altre fasi. Inoltre l'avvicinamento delle tensioni ai valori di riferimento è tanto maggiore quanto più la tensione di step è ridotta. Infatti, quando la tensione di gradino risulta molto elevata, l'intervento di regolazione perde efficacia, in quanto è necessario un forte scostamento

Caso	Opzione	$\Delta\sigma_{1,day,\%}$	$\Delta\sigma_{2,day,\%}$	$\Delta\sigma_{3,day,\%}$
A	1	-39%	-42%	-9%
A	2	-57%	-36%	-15%
B	-	-2%	-9%	+4%
C	1	-44%	-57%	-44%
C	2	-57%	-59%	-46%
D	1	0%	-1%	+1%
D	2	-39%	-42%	-9%
D	3	-56%	-40%	-18%

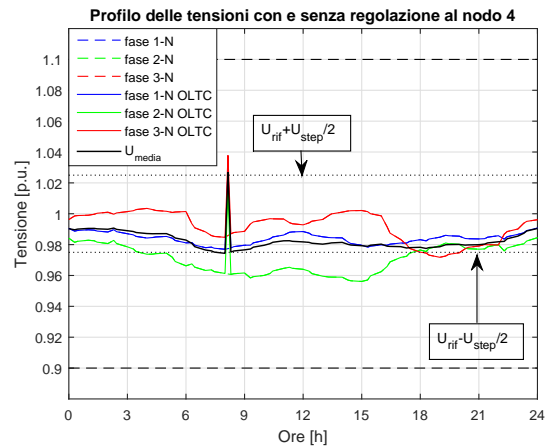
Tabella 4.18: Variazioni percentuali degli scarti quadratici medi rispetto ai valori ricavati nella scenario base

dalla tensione di riferimento affinché il regolatore entri in funzione. Inoltre l'eventuale intervento del tap-changer con una tensione di gradino ampia comporta una traslazione delle tensioni della rete che può risultare incompatibile con i valori richiesti per il normale funzionamento.

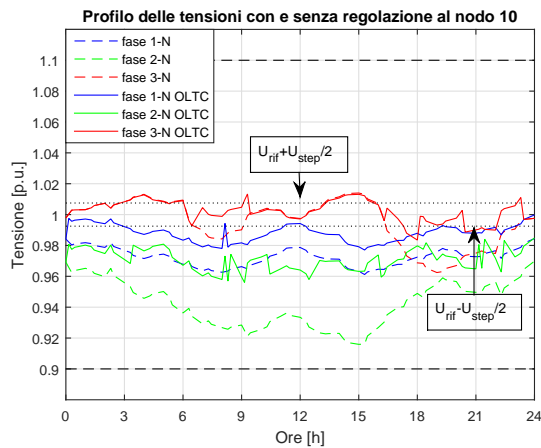
A titolo di esempio vengono riportati in figura 4.12 gli andamenti temporali delle tensioni di fase regolate e non regolate ai nodi 4 e 10 nei casi C2 e D1. Il nodo 4 è riportato in quanto è il nodo lungo la dorsale scelto per misurare i valori delle tensioni di fase da confrontare con il valore di riferimento e dunque determina le azioni del tap-changer. Il nodo 10 viene rappresentato in quanto è il nodo più caricato della rete e risulta in definitiva ben rappresentativo anche degli altri nodi di carico. In figura 4.12a si nota chiaramente l'intervento del regolatore in modo disaccoppiato tra le fasi e in particolare l'assenza di regolazione quando la tensione di fase si trova all'interno della banda di non intervento data da $U_i \pm U_{step}/2$. Allo stesso modo in figura 4.12b il regolatore interviene solo due volte a causa della estrema larghezza della banda morta. Si nota che i due interventi sono peraltro consecutivi, a causa dell'eccessivo spostamento delle tensioni che si verifica tra una presa e l'altra e che tende a sbilanciare le tensioni nel senso opposto, rendendo necessario un nuovo intervento correttivo. Nelle figure 4.12c e 4.12d si notano gli interventi del tap-changer condizionati dal valore istantaneo delle tensioni di fase nel nodo di controllo: chiaramente il valore istantaneo delle tensioni di fase al nodo 10 non può condizionare il comportamento del regolatore, se non indirettamente tramite le cadute di tensione che il nodo provoca nei rami a monte del nodo 4. Peraltro risulta evidente che la forbice tra la massima e la minima tensione che si verificano al nodo 10 aumentano con la regolazione sincrona con tensione di gradino elevata, mentre tende a ridursi regolando indipendentemente le tre fasi. Infine nelle figure 4.12e e 4.12f si evidenzia il confronto dell'andamento temporale dello scarto quadratico medio delle tensioni di fasi tra la rete regolata e quella non regolata. È immediato verificare che la regolazione sincrona D1 non modifica il valore di questo parametro, mentre si ha un discreto miglioramento utilizzando una regolazione disaccoppiata con valore di U_{step} non eccessivamente elevato.



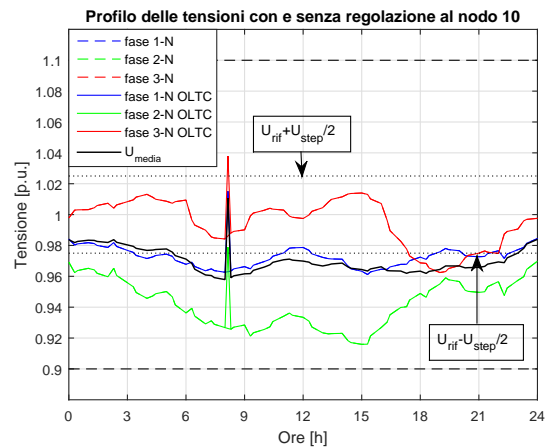
(a) Tensioni al nodo 4 - Caso C2



(b) Tensioni al nodo 4 - Caso D1



(c) Tensioni al nodo 10 - Caso C2



(d) Tensioni al nodo 10 - Caso D1

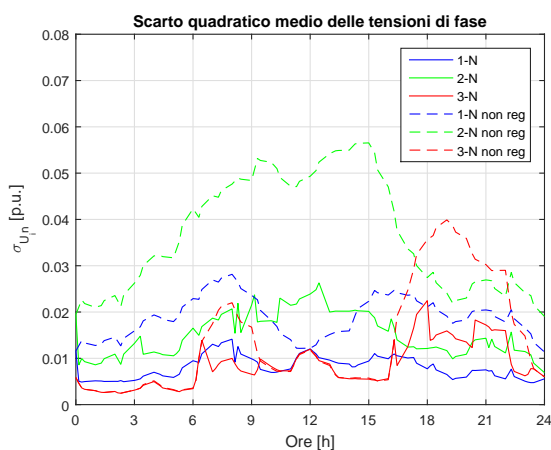
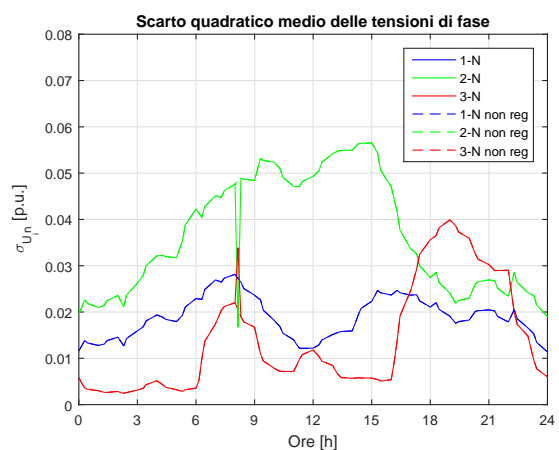
(e) $\sigma_1(t)$, $\sigma_2(t)$ e $\sigma_3(t)$ - Caso C2(f) $\sigma_1(t)$, $\sigma_2(t)$ e $\sigma_3(t)$ - Caso D1

Figura 4.12: Andamento temporale delle tensioni di fase regolate e non regolate ai nodi 4 e 10 e scarto quadratico medio nella rete. Le figure a sinistra si riferiscono al trasformatore del caso C2 (Controllo disaccoppiato, $U_{step} = 1,5\%$), quelle di destra al caso D1 (Controllo sincrono, $U_{step} = 5\%$)

4.5 Regolazione fine

In questo paragrafo si vuole studiare la risposta della rete alla regolazione imposta da un trasformatore con variatore sottocarico caratterizzato dalla possibilità di variare il rapporto di trasformazione senza soluzione di continuità. Per fare questo, viene utilizzato un trasformatore con le caratteristiche indicate in tabella 4.19.

U_{1n} [kV]	U_{2n} [kV]	S_n [kVA]	$u_{cc}\%$ [%]	$P_{cc}\%$ [%]	Conn [-]	$U_{step}\%$ [%]	tap_{min} [-]	tap_{max} [-]
20	0,4	400	4	1	Dyn11	0,01	-1000	+1000

Tabella 4.19: Dati di targa del trasformatore impiegato negli scenari con regolazione fine

Vengono introdotti quattro sistemi di controllo differenti:

- Controllo sincrono con misura delle tensioni a un nodo predefinito (scenario E1)
- Controllo disaccoppiato con misura delle tensioni a un nodo predefinito (scenario F1)
- Controllo disaccoppiato con il metodo di misura delle tensioni ai punti di accoppiamento comuni, come proposto in [35] (scenario G1)
- Controllo disaccoppiato con il calcolo del baricentro elettrico (scenario H1)

4.5.1 Controllo sincrono a un nodo - Scenario E1

L'algoritmo utilizzato per il controllo sincrono a un nodo è stato presentato nel Capitolo III. La scelta del nodo da considerare per il confronto tra la tensione misurata e quella di riferimento è stata effettuata secondo il seguente criterio. Nella rete i nodi di carico hanno configurazioni tra loro differenti e, in generale, non equilibrate. Lo studio di una rete diramata implica tipicamente la presenza di un feeder principale da cui vengono derivati i rami che connettono la dorsale ai carichi. La scelta di un nodo di carico come punto di misura statico delle tensioni da confrontare con il riferimento per il controllo dell'OLTC non si rivela, in generale, una scelta ottimale. Infatti si può facilmente constatare che:

- scegliere di regolare la tensione riferendosi al nodo più caricato della rete - cioè quello che in generale sperimenta le cadute di tensione maggiori - comporta spesso una regolazione che tende a peggiorare la situazione nei nodi meno caricati
- regolare la tensione facendo riferimento al nodo meno caricato della rete - cioè a quello che sperimenta le minore cadute di tensione - porta il sistema a una scarsa reattività nella regolazione e i nodi a valle continuano a sperimentare scostamenti consistenti dal valore di riferimento
- la scelta di regolare un nodo dalle caratteristiche intermedie può rivelarsi una valida soluzione, a patto che tale nodo non sia troppo periferico e abbia il minor numero possibile di diramazioni a monte.

Per tali motivi la scelta è ricaduta sul considerare un nodo lungo la dorsale principale - e non un nodo di carico - il cui posizionamento risulta soddisfare le condizioni sopra indicate. Nel caso in esame, è stato scelto il nodo 4, posizionato tra i rami 2 e 3.

Per ogni istante di simulazione l'algoritmo opera seguendo il seguente criterio:

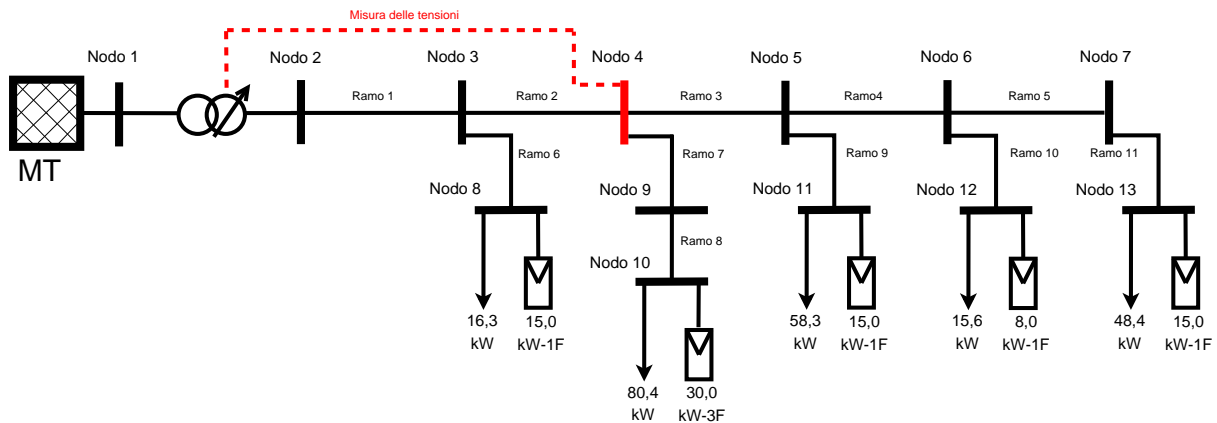


Figura 4.13: Schema elettrico della rete studiata con indicazione dei nodi monitorati per la regolazione - caso E1

1. Acquisizione del modulo delle tre tensioni di fase $U_1(t)$, $U_2(t)$ e $U_3(t)$ al nodo 4 all'istante t
2. Calcolo della tensione media all'istante t :

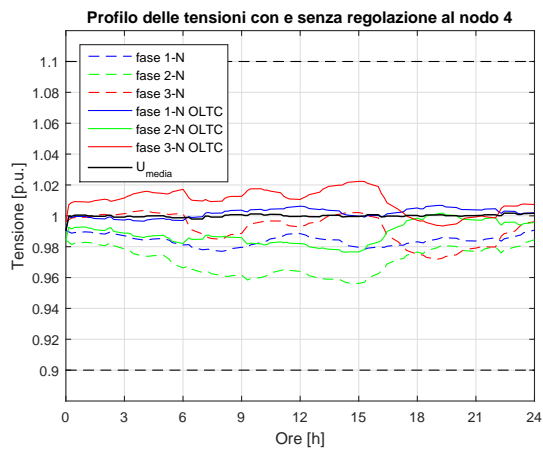
$$U_{media}(t) = \frac{U_1(t) + U_2(t) + U_3(t)}{3}$$

3. Verifica delle condizioni rispetto al valore di riferimento $U_{rif} \pm U_{bw}$ ¹
4. Determinazione del numero di prese da commutare Δtap nel rispetto dei valori massimi e minimi dettati dal tipo di tap-changer considerato.

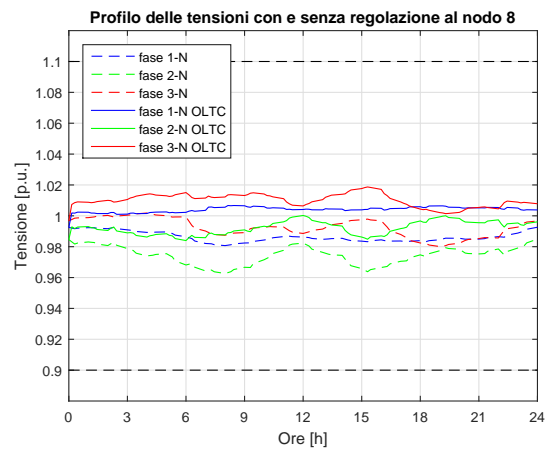
In figura 4.14 sono riportati gli andamenti temporali delle tensioni di fase dei nodi di carico (8, 10, 11, 12 e 13) e del nodo di regolazione nella rete regolata e non regolata. Si nota immediatamente che la regolazione avviene in maniera sincrona tra le fasi, in quanto i profili delle tensioni vengono traslati verso l'alto o verso il basso contemporaneamente e l'andamento qualitativo è simile a quanto avveniva nella rete non regolata. Le misure delle tensioni vengono acquisite al nodo 4: in figura 4.14a è rappresentato anche l'andamento temporale della tensione media misurata al nodo. Questo valore è quello che viene raffrontato alla tensione di riferimento per stabilire le azioni che il tap-changer deve mettere in atto per minimizzare lo scarto dal riferimento. Si può apprezzare che, complice la regolazione fine, il valore della tensione media al nodo 4 risulta molto prossimo al valore riferimento ($U_{rif} = 1$ p.u.) durante l'intervallo di tempo simulato. Ciononostante, l'andamento delle tensioni di fase si discosta considerevolmente dal valore medio, eccezion fatta per la fase 1 che, avendo valori intermedi tra le tensioni 2 e 3, si avvicina al valore di U_{media} . Naturalmente le tensioni agli altri nodi si discostano da quelle al nodo regolato tanto più quanto la caduta di tensione è elevata tra i primi e quest'ultimo.

La figura 4.16a mostra l'andamento temporale degli scarti quadratici medi delle tensioni di fase nel sistema regolato e non regolato. La fase 1 e in parte la fase 2 vedono una riduzione generalizzata di tale parametro, ovverosia lo scostamento delle tensioni di queste fasi nei nodi della rete dal valore di riferimento si riduce. La fase 3, invece, alterna delle diminuzioni a degli

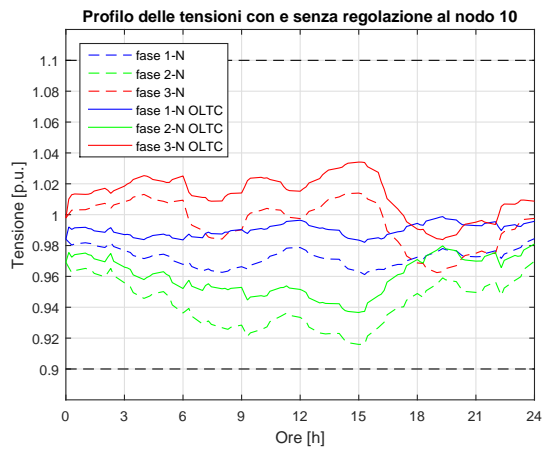
¹ U_{bw} è tipicamente maggiore o uguale a $U_{step}/2$ e rappresenta la banda di non intervento del regolatore, necessaria a evitare il verificarsi di condizioni di instabilità che introducono oscillazioni attorno al valore di riferimento



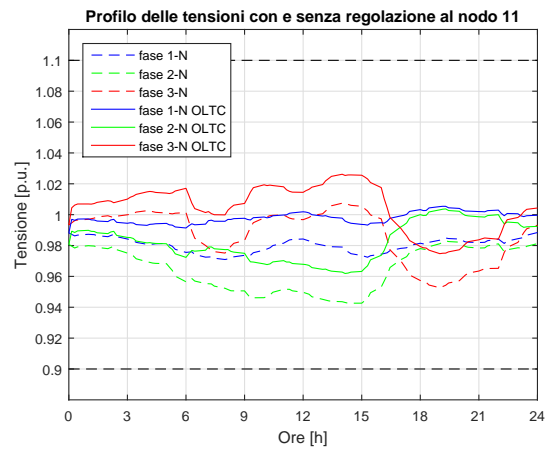
(a) Tensioni al nodo 4 - Scenario E1



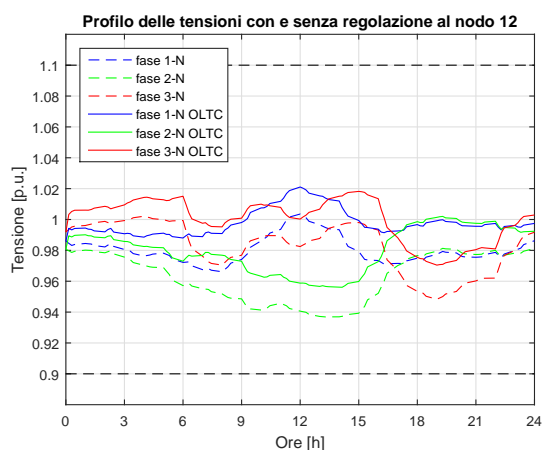
(b) Tensioni al nodo 8 - Scenario E1



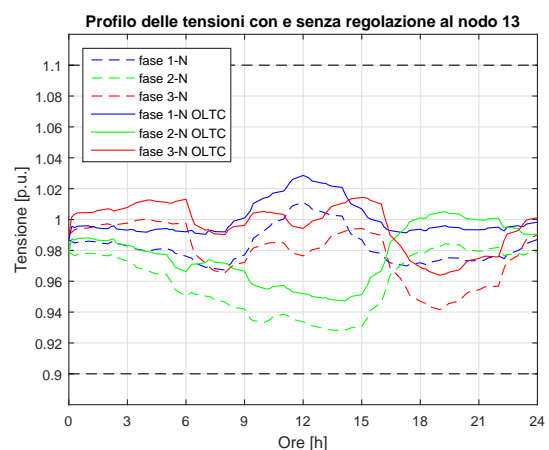
(c) Tensioni al nodo 10 - Scenario E1



(d) Tensioni al nodo 11 - Scenario E1

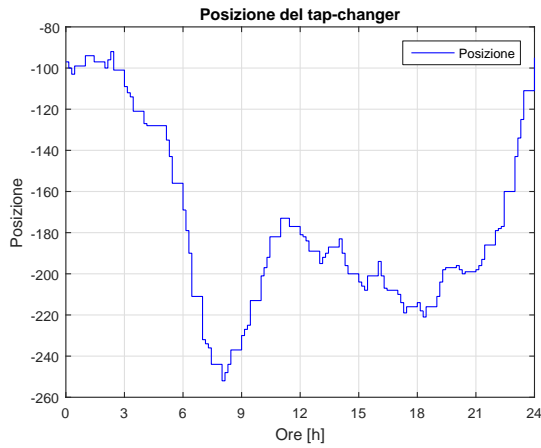


(e) Tensioni al nodo 12 - Scenario E1

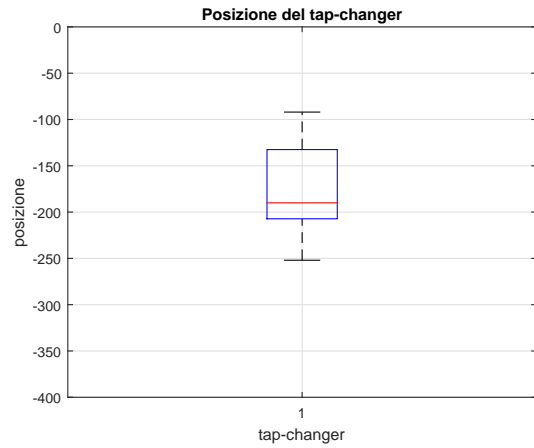


(f) Tensioni al nodo 13 - Scenario E1

Figura 4.14: Andamento temporale delle tensioni di fase nello scenario E1 e base ai nodi di carico della rete e al nodo di regolazione. In figura a) è riportato anche l'andamento della media delle tensioni del nodo 4, utilizzato per indirizzare le azioni del tap-changer.

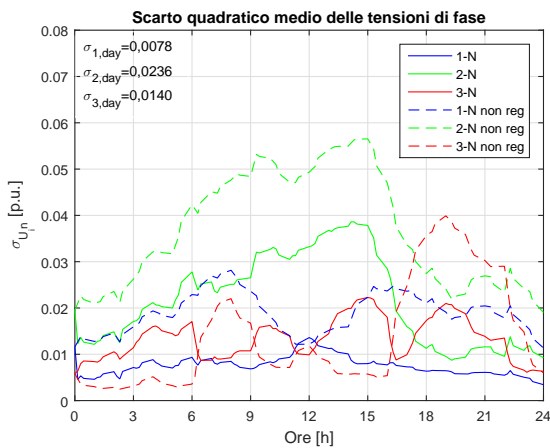


(a) Posizione del tap-changer sincrono

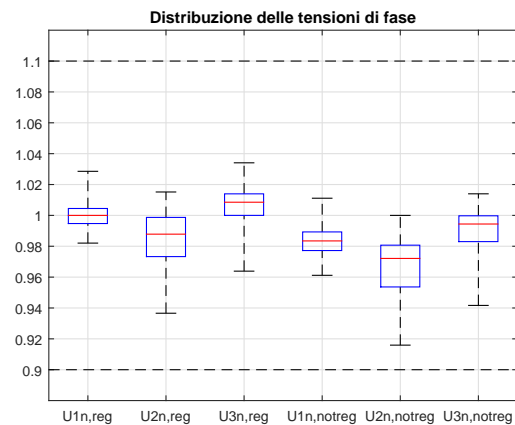


(b) Quartili e IQR delle posizioni del tap-changer sincrono

Figura 4.15: Andamento temporale della posizione del tap-changer sincrono e IQR



(a) $\sigma_1(t)$, $\sigma_2(t)$ e $\sigma_3(t)$ - Caso E1



(b) Quartili e IQR delle tensioni nella rete

Figura 4.16: Andamento temporale degli scarti quadratici medi delle tensioni di fase nel caso E1 e nel caso base ai nodi di carico della rete e IQR

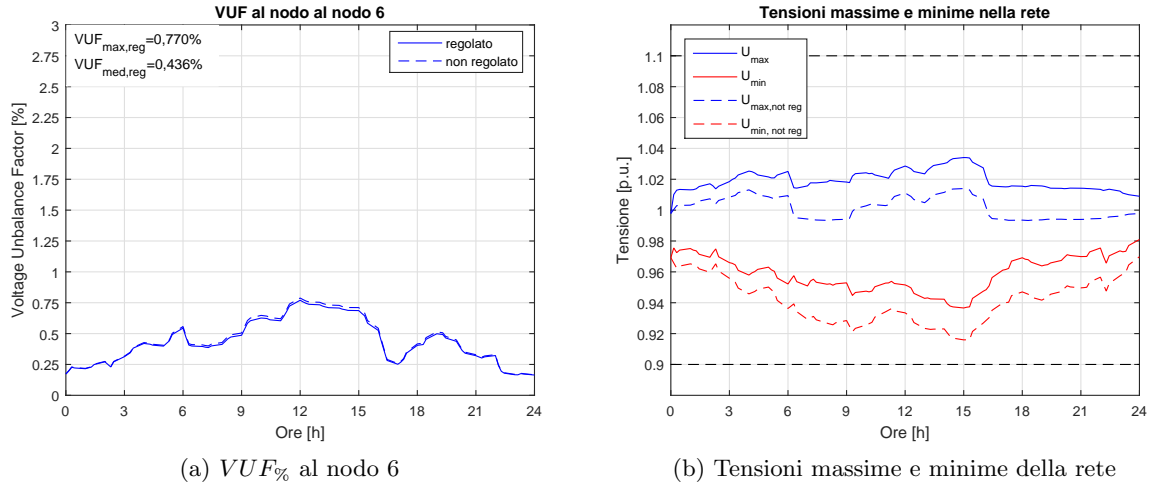


Figura 4.17: Andamento temporale del VUF nel caso E1 e nel caso base al nodo 6 e andamento temporale delle tensioni massime e minime assolute nella rete nel caso E1 e nel caso base

aumenti. Ciò è causato dal comportamento sincrono del regolatore. L'avvicinamento al valore di riferimento è conseguito accrescendo i picchi minimi e massimi delle tensioni di fase (cfr. fig. 4.17b e fig.4.16b), per cui si riscontra che i valori minimi assoluti raggiunti sono più alti nel caso regolato, così come avviene per i picchi massimi assoluti. Infatti si ha che $U_{max,reg} = 1,034$ p.u. e $U_{max,not,reg} = 1,014$ p.u., mentre $U_{min,reg} = 0,934$ p.u. e $U_{min,not,reg} = 0,916$ p.u.. Gli intervalli entro cui si collocano le tensioni di ciascuna fase risultano comparabili con quelli ricavati per lo scenario base:

$$\Delta U_{reg} = 0,100 \approx \Delta U_{not,reg} = 0,098$$

p.u.. Ciò conferma che la regolazione continua a un nodo trasla le curve delle tensioni, senza modificarne sensibilmente gli andamenti. Per avere un'idea del comportamento della rete nelle 24 ore simulate, si considerano i valori giornalieri di σ , confrontandoli con quelli ricavati dal caso base, riportati in tabella 4.20. I dati confermano che le fasi che beneficiano di un maggiore avvicinamento al valore di riferimento sono la 1, il cui andamento è prossimo a quello della media delle tensioni al nodo 4, e la 2.

Caso	$\sigma_{1,day}$	$\sigma_{2,day}$	$\sigma_{3,day}$	$VUF_{6,max}$	$VUF_{6,med}$
E1	0,0078	0,0236	0,0140	0,770%	0,436%
Base	0,0194	0,0388	0,0181	0,778%	0,447%
$\Delta\%$	-59,8%	-32,9%	-22,7%	-0,018%	-0,011%

Tabella 4.20: Variazioni percentuali degli scarti quadratici medi delle tensioni nella rete e del VUF al nodo 6 nel caso E1 rispetto ai valori ricavati nella rete non regolata

Il potenziale di neutro dei nodi della rete rimane praticamente inalterato nella rete regolata rispetto alla situazione non regolata: i valori massimi e medi non subiscono variazioni e l'andamento nel tempo risulta sovrapponibile nei due casi e non viene nel seguito riportato. Ciò è conseguenza del fatto che la regolazione della tensione effettuata con il tap-changer a monte della rete di distribuzione non modifica considerevolmente le correnti in gioco nel sistema: piccole variazioni sono presenti solamente a causa della variazione delle potenze attive e reattive assorbite dai carichi al variare della tensione. Dal momento che il potenziale di neutro dipende dall'asimmetria delle correnti in transito nelle fasi, tale valore non viene alterato significativamente

ramo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	tot
E1	53,21	23,58	9,14	5,23	0,99	2,03	41,41	15,75	3,76	1,00	5,09	161,19
Base	53,34	23,66	9,16	5,26	1,00	2,02	41,60	15,82	3,77	1,00	5,12	161,74

Tabella 4.21: Perdite attive nei rami della rete nel caso E1 e nella configurazione base. I valori sono espressi in kWh/giorno

dall'azione del tap-changer, il quale modifica solo il modulo delle tensioni². Similmente, non si verificano cambiamenti sostanziali del voltage unbalance factor al nodo 6 (e così pure negli altri nodi della rete, il cui andamento non viene riportato): le variazioni presenti, in diminuzione, sono da ritenersi del tutto trascurabili, cfr fig. 4.17a. Questo fatto è giustificabile ricordando che un controllo sincrono del tap-changer cambia il rapporto di trasformazione sulle tre fasi contemporaneamente, dunque lo sbilanciamento delle tensioni, che dipende sia dal modulo che dalla fase delle stesse rimane praticamente inalterato.

Le perdite attive in una rete sono di tipo resistivo e dipendono quindi dal quadrato del modulo della corrente che transita nei rami. Come già detto precedentemente, l'OLTC regola i moduli delle tensioni della rete, ma le correnti dipendono anche dai valori istantanei delle potenze assorbite e generate ai nodi. Ciò significa che le piccole variazioni rilevate sono imputabili esclusivamente al variare delle potenze dei carichi, che dipendono dal valore istantaneo della tensione a cui vengono alimentati secondo il modello ZIP [1], [36]. I valori sono riportati in tabella 4.21: le perdite diminuiscono, rispetto allo scenario base (senza regolazione) di 0,55 kWh, cioè dello 0,34%.

Per concludere, un commento sul comportamento del tap-changer. In figura 4.15 è riportato l'andamento temporale delle posizioni assunte dal tap-changer e la distribuzione dei valori attorno alla mediana. Si nota che il dispositivo è soggetto a continue commutazioni a causa del valore molto ridotto che assume la tensione di gradino ($U_{step} = 0,01$ p.u. per simulare una regolazione continua). Parimenti, è apprezzabile la presenza di due picchi negativi corrispondenti agli intervalli di tempo ove il carico è massimo e il dispositivo necessita di elevare le tensioni al secondario del trasformatore riducendo il rapporto di trasformazione. Inoltre è evidente l'influenza della generazione distribuita, che contribuisce a diminuire le cadute di tensione durante le ore di massima produzione (tra le 10 e le 14 circa): qui il tap-changer aumenta il rapporto di trasformazione, con un massimo relativo in corrispondenza del mezzogiorno solare. In definitiva si può desumere anche dall'andamento riportato in figura 4.15a che la rete, in questa configurazione, ha un comportamento assimilabile a quello di una rete passiva, non essendo il grado di penetrazione delle fonti rinnovabili così elevato da indurre sovrarelevazioni di tensione nel sistema.

4.5.2 Controllo disaccoppiato a un nodo - Scenario F1

L'algoritmo utilizzato per il controllo sincrono a un nodo è stato presentato nel Capitolo III. Le considerazioni sulla scelta del nodo da controllare sono analoghe a quanto già discusso in 4.5.1. Pertanto anche in questo caso il controllo è effettuato considerando le misure di tensione provenienti dal nodo 4. L'algoritmo di controllo è qui brevemente riassunto:

1. Acquisizione del modulo delle tre tensioni di fase $U_1(t)$, $U_2(t)$ e $U_3(t)$ al nodo 4 all'istante t

²Questa situazione si verifica peraltro anche con le regolazioni studiate nel prosieguo del capitolo. Per tale motivo gli andamenti temporali del potenziale di neutro non verranno più riportati, potendoci riferire al caso base.

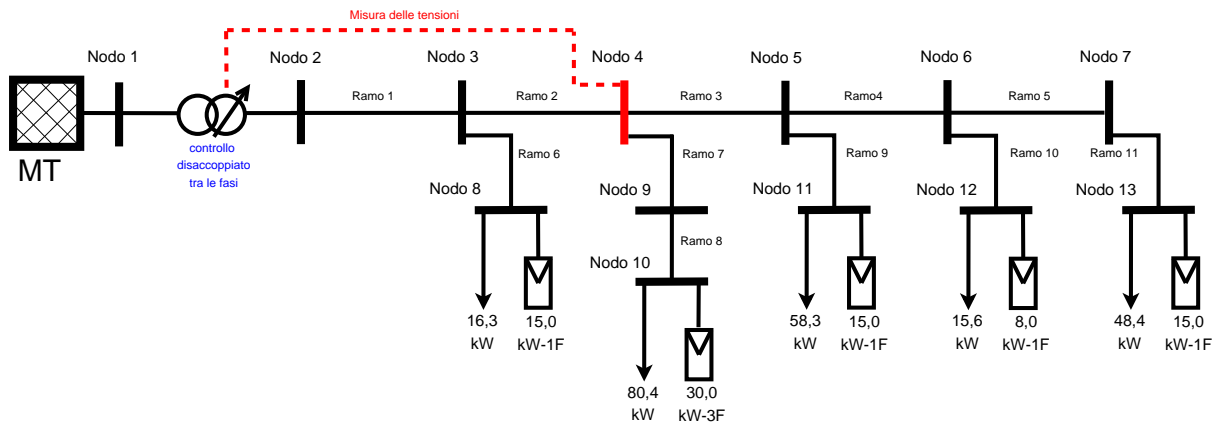
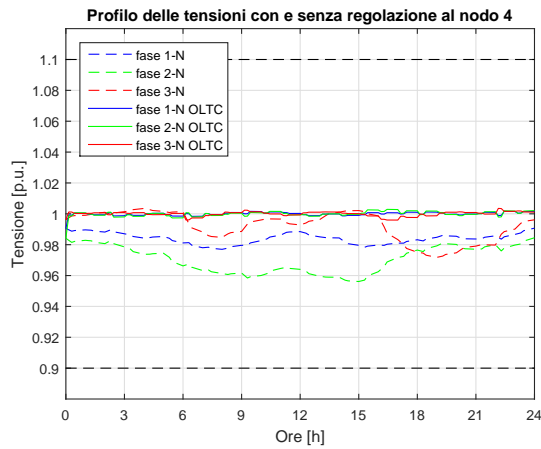


Figura 4.18: Schema elettrico della rete studiata con indicazione dei nodi monitorati per la regolazione - scenario F1

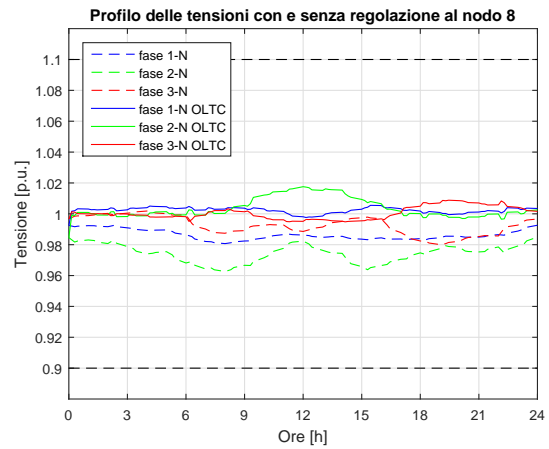
2. Per ogni fase i , valutazione delle condizioni di $U_{i,nodo_4}$ rispetto a U_{rif}
3. Verifica delle condizioni rispetto al valore di riferimento $U_{rif} \pm U_{bw}$
4. Per ogni fase i , determinazione del numero di prese da commutare Δtap_i nel rispetto dei valori massimi e minimi dettati dal tipo di tap-changer considerato.

L'utilizzo di un tap-changer con regolazione indipendente delle fasi permette di agire sulle singole tensioni in modo da non influenzarne reciprocamente l'andamento. Osservando le curve in figura 4.19a, che riporta lo sviluppo temporale delle tensioni di fase al nodo regolato, si nota che esse si portano a un valore molto prossimo a quello di riferimento. Al contrario del caso precedente, dunque, la regolazione disaccoppiata permette di regolare le singole tensioni di fase attraverso un'azione indipendente del tap-changer di ogni fase, escludendo l'influenza reciproca che si era manifestava nella regolazione sincrona. Si nota altresì che il nodo 4, nella configurazione base, è meno soggetto a cadute di tensione e a sovratensioni a causa del suo posizionamento sufficientemente lontano dai sistemi di produzione installati e abbastanza vicino al secondario del trasformatore. Di conseguenza la regolazione effettuata considerando le misure di tensione ricavate da tale nodo tende da un lato a non compensare pienamente le cadute di tensione ai nodi lontani e molto carichi (si veda per esempio l'andamento del nodo 10, fig. 4.19c) e dall'altro ad accentuare le sovratensioni sui nodi con elevata generazione (si vedano i nodi 12 e 13, figure 4.19e e 4.19f). Focalizzando l'attenzione sulle sovraelevazioni di tensione e osservando l'andamento della fase 1 al nodo 4, notiamo che la curva presenta un aumento del modulo della tensione della fase durante le ore di massima produzione, ma la lontananza dai centri di produzione mantiene comunque tale valore sempre inferiore a 1 p.u., impedendo al regolatore di agire per correggere la rispettiva tensione ai nodi 12 e 13.

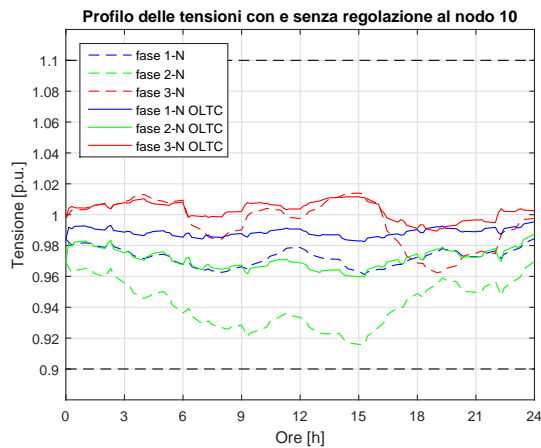
La figura 4.21a mostra l'andamento temporale degli scarti quadratici medi delle tensioni di fase nel sistema regolato e non regolato. Tutte le fasi sperimentano una riduzione generalizzata dello scarto quadratico medio rispetto allo scenario base, i cui valori sono riportati in tabella 4.22. Rispetto alla regolazione sincrona del caso E1, gli scarti quadratici medi delle tensioni 2 e 3 sono fortemente diminuiti, mentre la riduzione della fase 1 è comparabile con il caso precedente, a ulteriore dimostrazione che il valore della tensione 1 non regolata si avvicina al valore medio delle tensioni di fase, parametro utilizzato per la regolazione nel caso E1. Per la valutazione del comportamento della rete nelle 24 ore simulate, si considerano i valori giornalieri di σ , confrontandoli con quelli ricavati dal caso base, riportati in tabella 4.22. I dati confermano che



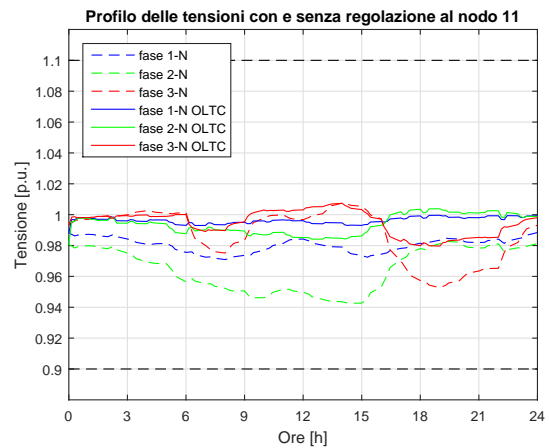
(a) Tensioni al nodo 4 - Caso F1



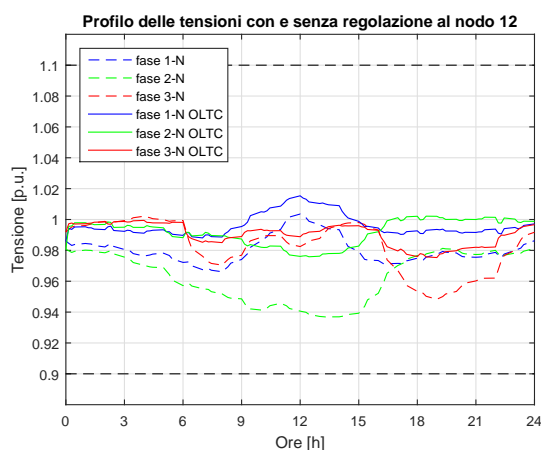
(b) Tensioni al nodo 8 - Caso F1



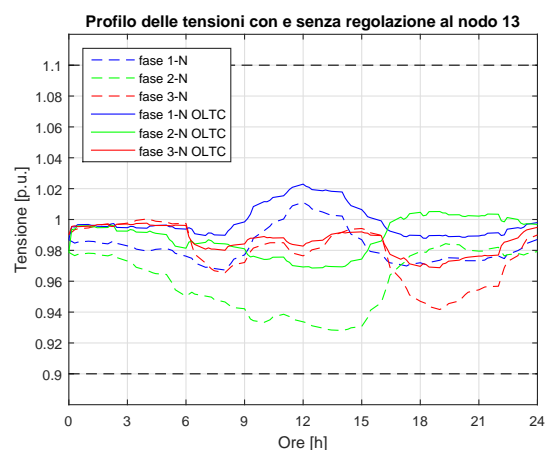
(c) Tensioni al nodo 10 - Caso F1



(d) Tensioni al nodo 11 - Caso F1

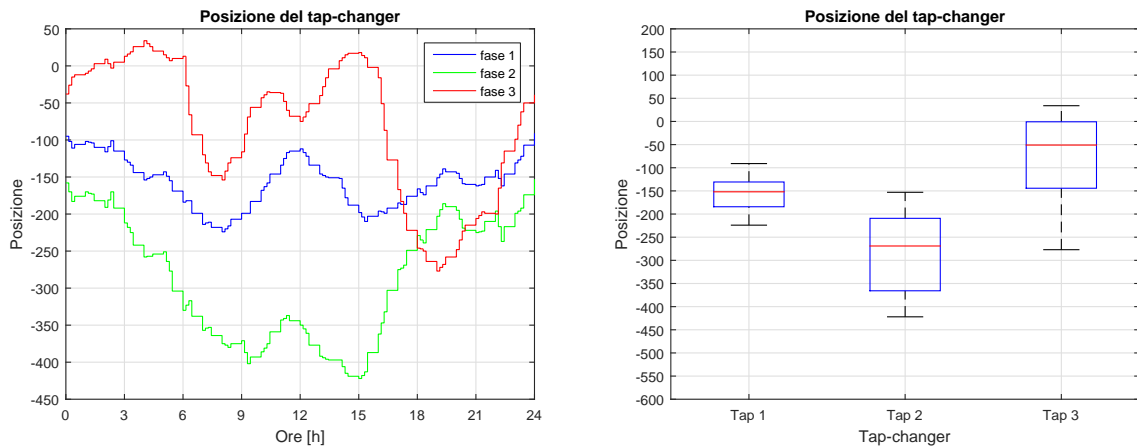


(e) Tensioni al nodo 12 - Caso F1



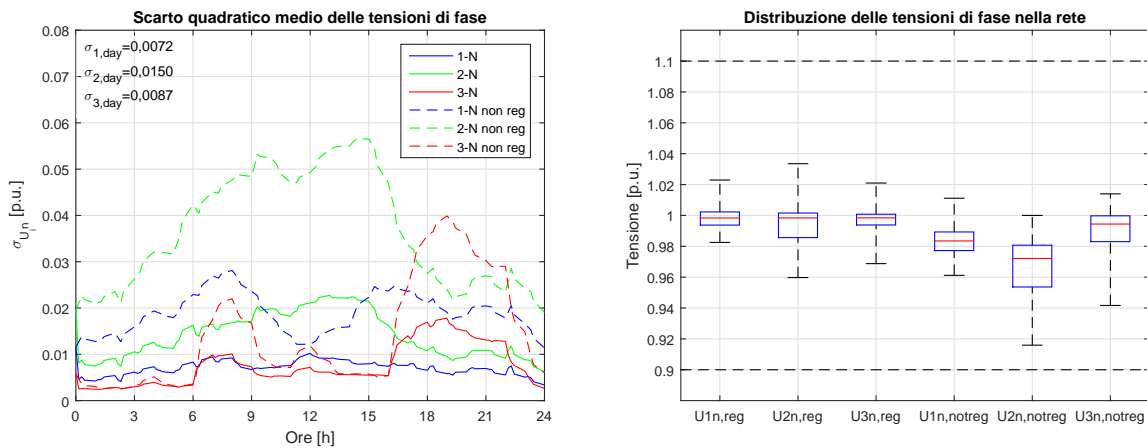
(f) Tensioni al nodo 13 - Caso F1

Figura 4.19: Andamento temporale delle tensioni di fase nel caso F1 e nel caso base ai nodi di carico della rete e al nodo di regolazione. In figura a) è riportato anche l'andamento della media delle tensioni del nodo 4, utilizzato per indirizzare le azioni del tap-changer.



(a) Posizione del tap-changer con controllo disaccoppiato (b) Quartili e IQR delle posizioni del tap-changer con controllo disaccoppiato

Figura 4.20: Andamento temporale della posizione del tap-changer con controllo disaccoppiato e IQR



(a) $\sigma_1(t)$, $\sigma_2(t)$ e $\sigma_3(t)$ - Caso F1

(b) Quartili e IQR delle tensioni nella rete

Figura 4.21: Andamento temporale degli scarti quadratici medi delle tensioni di fase nel caso F1 e nel caso base ai nodi di carico della rete e IQR

tutte e tre le fasi beneficiano di un consistente avvicinamento al valore di riferimento, conseguito accrescendo i picchi minimi e massimi delle tensioni di fase (cfr. fig. 4.22b e fig.4.21b), per cui si riscontra che i valori minimi assoluti raggiunti sono più alti nel caso regolato, così come avviene per i picchi massimi assoluti, come risulta dalla tabella 4.23.

Caso	$\sigma_{1,day}$	$\sigma_{2,day}$	$\sigma_{3,day}$	VUF _{6,max}	VUF _{6,med}
F1	0,0072	0,0150	0,0087	1,121%	0,605%
Base	0,0194	0,0388	0,0181	0,778%	0,447%
$\Delta\%$	-62,9%	-61,3%	-51,9%	0,333%	0,157%

Tabella 4.22: Variazioni percentuali degli scarti quadratici medi delle tensioni nella rete e del VUF al nodo 6 nel caso F1 rispetto ai valori ricavati nella rete non regolata

Inoltre si ha che $U_{max,reg} = 1,034$ p.u. e $U_{max,not,reg} = 1,014$ p.u., mentre $U_{min,reg} = 0,960$ p.u. e $U_{min,not,reg} = 0,916$ p.u. e di conseguenza l'intervallo entro cui si collocano le tensioni di ciascuna fase risulta

$$\Delta U_{reg} = 0,074 < \Delta U_{not,reg} = 0,098$$

p.u., con una diminuzione di 0,024 p.u.. Si noti che il ΔU tra i valori massimi assoluti del sistema regolato e non regolato è lo stesso del caso E1, motivo per cui si conclude che la diminuzione dello scarto tra minima e massima tensione assoluta è imputabile all'aumento più consistente che si verifica nei valori minimi delle tensioni.

Come nel caso precedente, il potenziale di neutro dei nodi della rete rimane praticamente inalterato nella rete regolata rispetto alla situazione non regolata. Il voltage unbalance factor al nodo 6 (e così pure negli altri nodi della rete, il cui andamento non viene riportato) manifesta un aumento rispetto al caso base (cfr fig. 4.22a e tab. 4.22), sia nei valori medi che nel valore massimo raggiunto. Ciò è causato dal controllo disaccoppiato delle fasi e, in particolare, dalla variazione di moduli delle stesse. In effetti si rileva che l'andamento temporale del VUF al nodo 6 segue l'andamento delle posizioni assunte dai tre tap-changer di figura 4.20a: quando la distanza tra le posizioni tende ad aumentare, aumenta anche il fattore di sbilanciamento delle tensioni al nodo monitorato - in particolare tra le 9 e le 17. Quando tale distanza diminuisce e la prese tendono ad allinearsi, anche le corrispondenti tensioni si allineano e il VUF tende a diminuire al nodo monitorato. L'andamento temporale delle posizioni assunte dal tap-changer che regola ogni fase e la distribuzione dei valori attorno alla mediana sono riportati in figura 4.21. Si nota che il dispositivo è soggetto a continue commutazioni causate dal valore molto ridotto che assume la tensione di gradino ($U_{step} = 0,01$ p.u. per simulare una regolazione continua). Le fasi sono chiaramente regolate in modo indipendente e presentano esigenze contrastanti: la fase 1 è soggetta a una regolazione abbastanza limitata poichè non presenta particolari criticità nei profili di tensione. Le fasi 2 e 3 hanno comportamenti opposti in particolare durante le ore centrali della giornata: la prima necessita di una regolazione spinta a causa degli elevati

Fase	U_{max}		U_{min}	
	F1	base	F1	base
1	1,023	1,011	0,983	0,961
2	1,034	1,000	0,960	0,916
3	1,021	1,014	0,969	0,942
1+2+3	1,034	1,014	0,960	0,916

Tabella 4.23: Valori massimi e minimi delle tensioni di fase nel caso F1 e nel caso base. I valori riportati sono espressi in p.u.

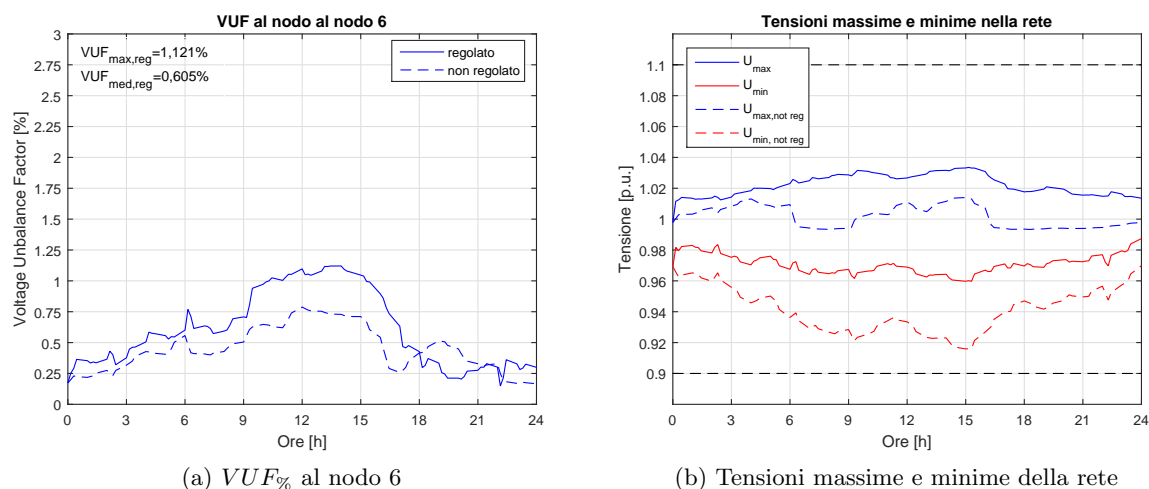


Figura 4.22: Andamento temporale del VUF nel caso F1 e nel caso base al nodo 6 e andamento temporale delle tensioni massime e minime assolute nella rete nel caso F1 e nel caso base

ramo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	tot
F1	53,14	23,52	9,14	5,26	1,00	2,04	41,24	15,68	3,74	1,00	5,11	160,87
Base	53,34	23,66	9,16	5,26	1,00	2,02	41,60	15,82	3,77	1,00	5,12	161,74

Tabella 4.24: Perdite attive nei rami della rete nel caso F1 e nella configurazione base. I valori sono espressi in kWh/giorno

assorbimenti dei carichi. La seconda, invece, necessita in alcuni momenti di essere abbassata a causa delle sovratensioni che si verificano (elevata generazione sulla fase).

Per quanto concerne le perdite attive in rete, valgono le considerazioni svolte nel paragrafo precedente: la diminuzione che si rileva, rispetto al caso base è minima (0,87 kWh, cioè lo 0,54%) ed è dovuta alla variazione della potenza assorbita dai carichi in seguito alla regolazione della tensione.

4.5.3 Controllo disaccoppiato ai nodi di carico - Scenario G1

Viene ora utilizzato un metodo di controllo che prevede una scelta dinamica del nodo da monitorare con regolazione disaccoppiata tra le fasi. L'algoritmo di controllo originale è quello introdotto in [35]. I cinque nodi di carico della rete vengono monitorati contemporaneamente al fine di determinare la posizione della tensione massima e minima di ogni fase, valori che si possono trovare su nodi differenti in un dato istante di tempo.

L'algoritmo implementato per questo scenario è stato leggermente modificato nella risoluzione delle condizioni conflittuali e si svolge secondo i seguenti passi fondamentali:

1. Acquisizione del modulo delle tre tensioni di fase $U_{1,k}(t)$, $U_{2,k}(t)$ e $U_{3,k}(t)$ in ogni nodo di carico k all'istante t
2. Per ogni fase i , individuazione del valore minimo e massimo di tensione e del nodo o dei nodi cui tali valori sono riferiti
3. Verifica delle condizioni rispetto al valore di riferimento

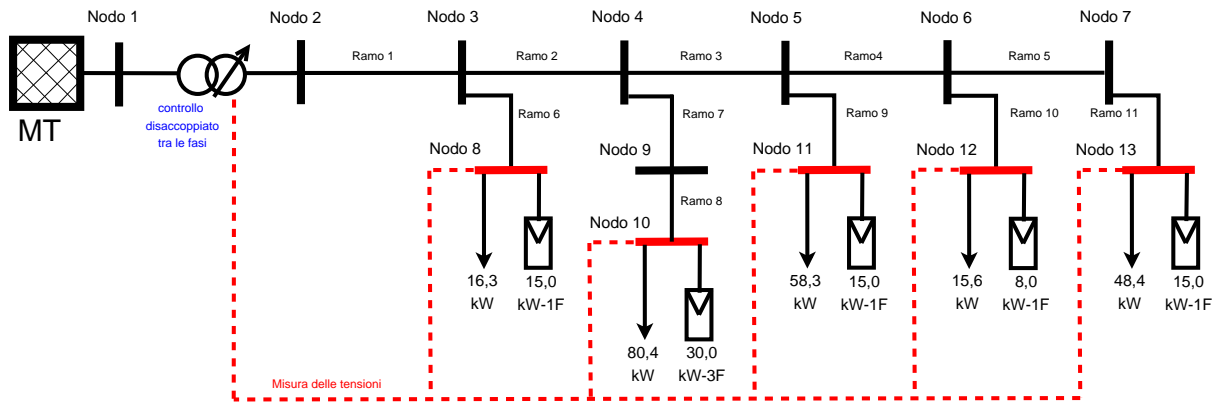


Figura 4.23: Schema elettrico della rete studiata con indicazione dei nodi monitorati per la regolazione - caso G1

4. In caso di condizioni conflittuali (per esempio, massimo e minimo di una fase contemporaneamente esterni al valore concesso), determinazione della tensione media tra le tensioni misurate a tutti i nodi di carico e ripetizione della verifica delle nuove condizioni rispetto al valore di riferimento
5. Per ogni fase i , determinazione del numero di prese da commutare Δtap_i nel rispetto dei valori massimi e minimi dettati dal tipo di tap-changer considerato.

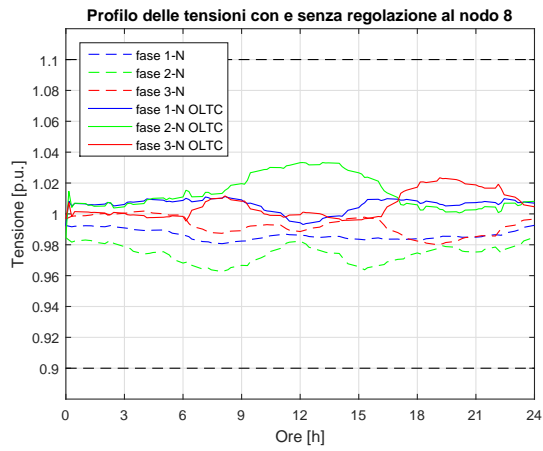
In figura 4.24 sono riportati gli andamenti temporali delle tensioni ai nodi di carico per la rete regolata e non regolata.

La figura 4.26a mostra l'andamento temporale degli scarti quadratici medi delle tensioni di fase nel sistema regolato e non regolato. Tutte le fasi sperimentano una riduzione generalizzata dello scarto quadratico medio rispetto al caso base, i cui valori sono riportati in tabella 4.25. Per la valutazione del comportamento della rete nelle 24 ore simulate, si considerano i valori giornalieri di σ , confrontandoli con quelli ricavati dal caso base, riportati in tabella 4.25. I dati confermano che tutte e tre le fasi beneficiano di un consistente avvicinamento al valore di riferimento, il cui miglioramento è presumibilmente dovuto alla scelta di regolare le tensioni in base a un nodo di riferimento che viene scelto dinamicamente in base alle condizioni istantanee della distribuzione dei carichi nella rete. Tuttavia si riscontra come la fase 2, che nella rete non regolata sperimenta le maggiori cadute di tensione, venga fortemente sovrarelevata durante la regolazione, sia nei picchi massimi che raggiunge, sia in relazione alla mediana dei valori, che si porta a un punto superiore al valore di riferimento.

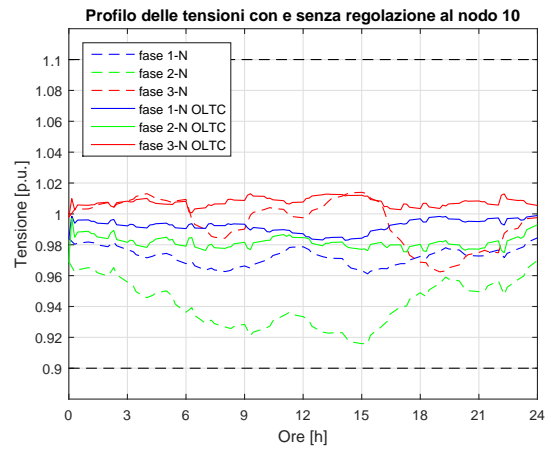
Caso	$\sigma_{1,day}$	$\sigma_{2,day}$	$\sigma_{3,day}$	$VUF_{6,max}$	$VUF_{6,med}$
G1	0,0072	0,0148	0,0082	1,452%	0,727%
Base	0,0194	0,0388	0,0181	0,778%	0,447%
$\Delta\%$	-62,89%	-61,86%	-56,70%	0,664%	0,279%

Tabella 4.25: Variazioni percentuali degli scarti quadratici medi delle tensioni nella rete e del VUF al nodo 6 nel caso G1 rispetto ai valori ricavati nella rete non regolata

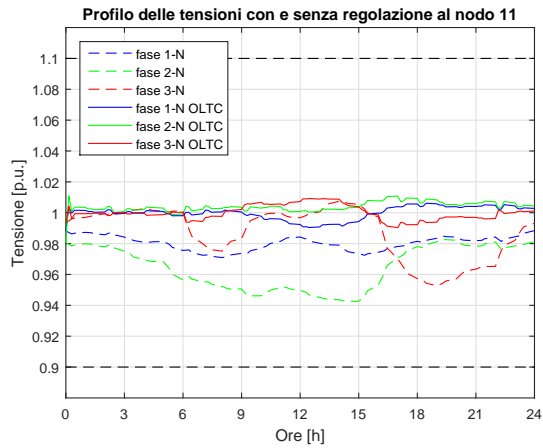
L'avvicinamento al valore di riferimento è conseguito accrescendo i picchi minimi e massimi delle tensioni di fase (cfr. fig. 4.27b e fig.4.26b), per cui si riscontra che i valori minimi assoluti raggiunti sono più alti nel caso regolato, così come avviene per i picchi massimi assoluti, come risulta dalla tabella 4.26. Inoltre si ha che $U_{max,reg} = 1,033$ p.u. e $U_{max,not,reg} = 1,014$ p.u.,



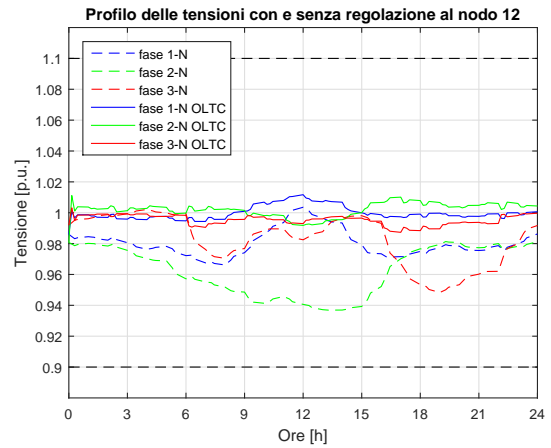
(a) Tensioni al nodo 8 - Caso G1



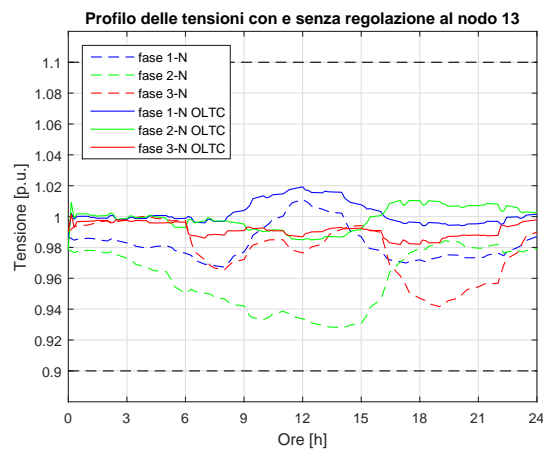
(b) Tensioni al nodo 10 - Caso G1



(c) Tensioni al nodo 11 - Caso G1

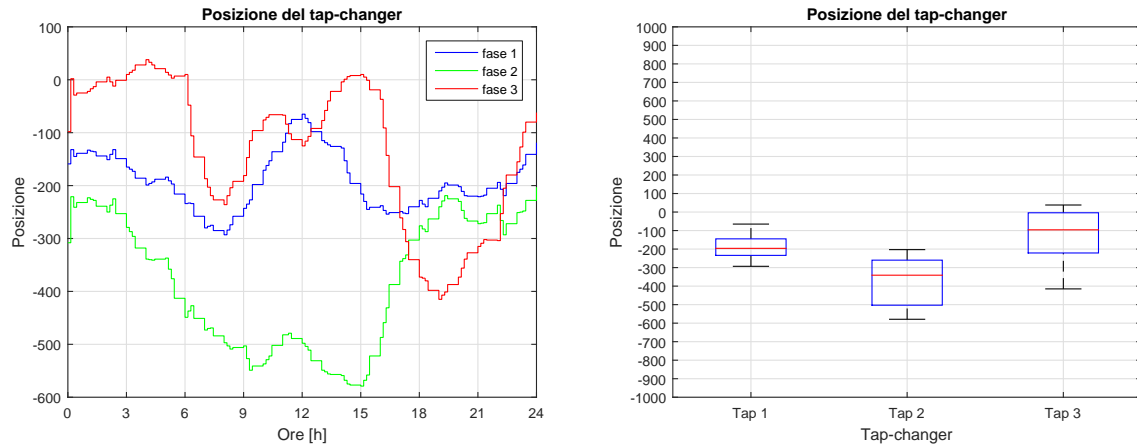


(d) Tensioni al nodo 12 - Caso G1



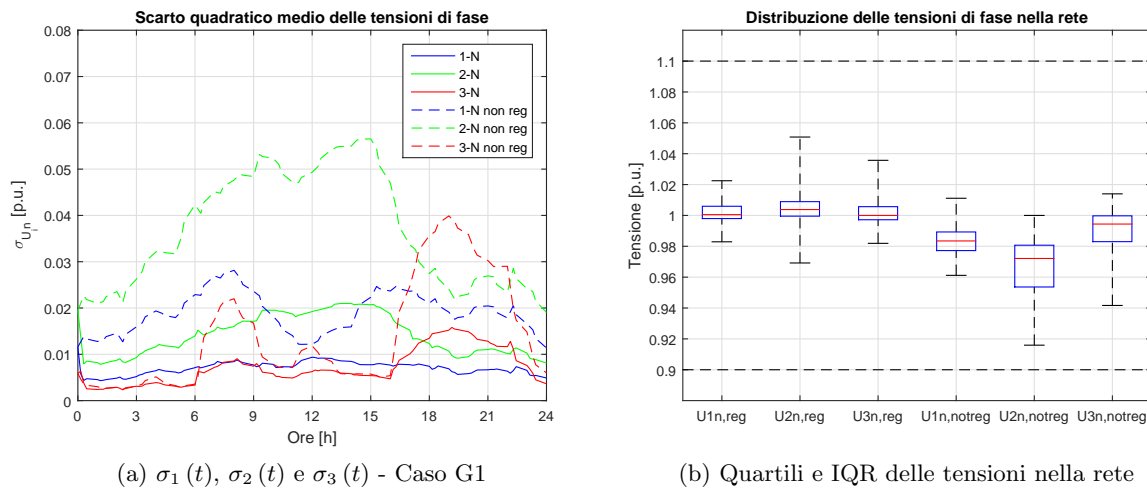
(e) Tensioni al nodo 13 - Caso G1

Figura 4.24: Andamento temporale delle tensioni di fase nel caso G1 e nel caso base ai nodi di carico della rete



(a) Posizione del tap-changer con controllo disaccoppiato ai nodi di carico (b) Quartili e IQR delle posizioni del tap-changer con controllo disaccoppiato ai nodi di carico

Figura 4.25: Andamento temporale della posizione del tap-changer con controllo disaccoppiato e IQR ai nodi di carico - caso G1



(a) $\sigma_1(t)$, $\sigma_2(t)$ e $\sigma_3(t)$ - Caso G1

(b) Quartili e IQR delle tensioni nella rete

Figura 4.26: Andamento temporale degli scarti quadratici medi delle tensioni di fase nel caso G1 e nel caso base ai nodi di carico della rete e IQR

Fase	U_{max}		U_{min}	
	G1	base	G1	base
1	1,019	1,011	0,983	0,961
2	1,033	1,000	0,969	0,916
3	1,023	1,014	0,982	0,942
1+2+3	1,033	1,014	0,969	0,916

Tabella 4.26: Valori massimi e minimi delle tensioni di fase nel caso G1 e nel caso base. I valori riportati sono espressi in p.u.

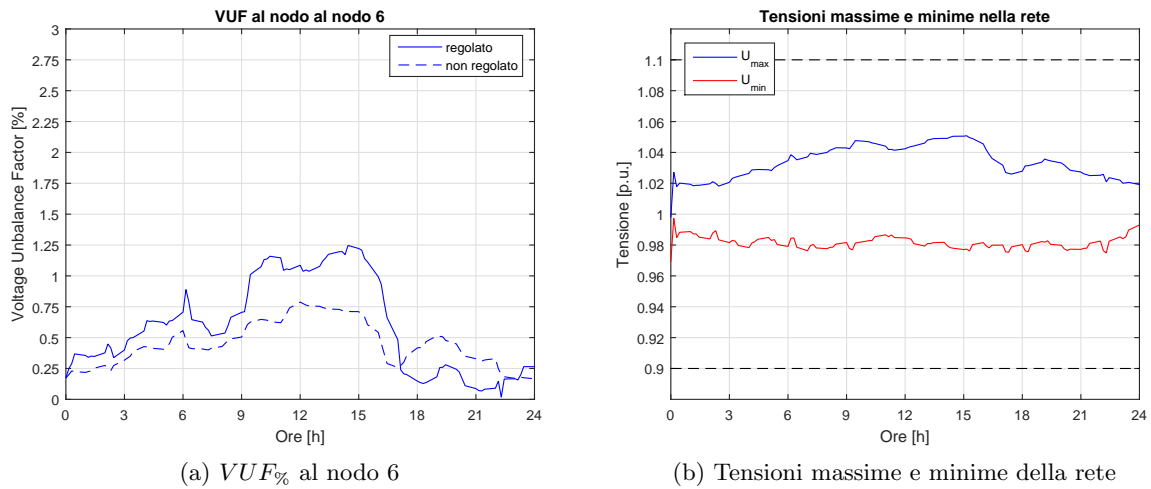


Figura 4.27: Andamento temporale del VUF nel caso G1 e nel caso base al nodo 6 e andamento temporale delle tensioni massime e minime assolute nella rete nel caso G1 e nel caso base

mentre $U_{min,reg} = 0,969$ p.u. e $U_{min,not,reg} = 0,916$ p.u. e di conseguenza l'intervallo entro cui si collocano le tensioni di ciascuna fase risulta

$$\Delta U_{reg} = 0,064 < \Delta U_{not,reg} = 0,098$$

p.u., con una diminuzione di 0,034 p.u..

Come nel caso precedente, il potenziale di neutro dei nodi della rete rimane praticamente inalterato nella rete regolata rispetto alla situazione non regolata. Il voltage unbalance factor al nodo 6 manifesta un aumento rispetto al caso base (cfr fig. 4.27a e tab. 4.25), sia nei valori medi che nel valore massimo raggiunto. Ciò è causato dal controllo disaccoppiato delle fasi. Vi è inoltre un aumento del parametro anche in confronto allo scenario F1. Questo aspetto è dovuto al fatto che l'algoritmo sceglie di regolare le tensioni più critiche ai nodi di carico, i quali sono distanti dalla dorsale principale e presentano le deviazioni maggiori rispetto agli altri nodi della rete. In questo modo, il Δtap introdotto a ogni passo di simulazione risulta spesso più ampio rispetto ai controlli effettuati con un monitoraggio statico del nodo.

Per quanto concerne le perdite attive in rete la diminuzione che si rileva, rispetto al caso base, è minima (0,87 kWh, cioè lo 0,64%) ed è dovuta alla variazione della potenza assorbita dai carichi in seguito alla regolazione della tensione, secondo il già citato modello ZIP.

ramo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	tot
G1	53,12	23,49	9,14	5,27	1,00	2,05	41,16	15,63	3,72	1,00	5,12	160,71
Base	53,34	23,66	9,16	5,26	1,00	2,02	41,60	15,82	3,77	1,00	5,12	161,74

Tabella 4.27: Perdite attive nei rami della rete nel caso G1 e nella configurazione base. I valori sono espressi in kWh/giorno

4.5.4 Controllo disaccoppiato al nodo di baricentro - Scenario H1

L'algoritmo utilizzato per questo tipo di controllo è stato introdotto nel Capitolo III. Si tratta di un metodo di controllo con scelta dinamica del nodo di riferimento, ottenuto dalla constatazione che la regolazione lungo un punto della dorsale si rivela più efficace rispetto alla selezione di un nodo terminale, ma che il nodo ottimale può variare nel tempo a causa delle mutazioni delle condizioni di carico e generazione. L'algoritmo opera secondo il seguente schema di principio:

1. Per ogni istante di tempo t , determinazione del nodo più prossimo alla posizione del baricentro elettrico di ciascuna fase, con il vincolo che tale punto sia posto lungo la dorsale principale
2. Acquisizione del modulo delle tre tensioni di fase $U_1(t)$, $U_2(t)$ e $U_3(t)$ al rispettivo nodo di baricentro elettrico all'istante t
3. Per ogni fase i , valutazione delle condizioni di $U_{i,nodo,baricentro}$ rispetto a U_{rif}
4. Per ogni fase i , determinazione del numero di prese da commutare Δtap_i nel rispetto dei valori massimi e minimi dettati dal tipo di tap-changer considerato.

La figura 4.29 illustra gli andamenti temporali delle tensioni di fase regolate e non regolate ai nodi di carico. I nodi più prossimi al punto di baricentro elettrico di ogni fase sono riportati in figura 4.29f, dalla quale si nota che, mediamente, il punto di baricentro elettrico per le fasi è posizionato nelle vicinanze del nodo 5, quindi più a valle rispetto al punto prescelto per le regolazioni negli scenari E1 e F1. Spostamenti ai nodi vicini (4 e 6) si verificano nei momenti di elevata produzione di energia elettrica da parte della DG, che modifica l'equilibrio tra le potenze assorbite e generate nei punti terminali della rete.

La figura 4.31a mostra l'andamento temporale degli scarti quadratici medi delle tensioni di fase nel sistema regolato e non regolato. Tutte le fasi sperimentano una riduzione generalizzata dello scarto quadratico medio rispetto al caso base, i cui valori sono riportati in tabella 4.28. Rispetto alle regolazioni precedenti, gli scarti quadratici medi delle tensioni sono ulteriormente diminuiti. Per la valutazione del comportamento della rete nelle 24 ore simulate, si considerano i valori giornalieri di σ , confrontandoli con quelli ricavati dal caso base, riportati in tabella 4.28. I dati confermano che tutte e tre le fasi beneficiano di un consistente avvicinamento al valore di riferimento, il cui miglioramento è presumibilmente dovuto alla scelta di regolare le tensioni in base a un nodo di riferimento che viene scelto dinamicamente in base alle condizioni istantanee della distribuzione dei carichi nella rete e lontano dai punti terminali delle diramazioni.

L'avvicinamento al valore di riferimento è conseguito accrescendo i picchi minimi e massimi delle tensioni di fase (cfr. fig. 4.32b e fig.4.31b), per cui si riscontra che i valori minimi assoluti raggiunti sono più alti nel caso regolato, così come avviene per i picchi massimi assoluti, come risulta dalla tabella 4.29. Inoltre si ha che $U_{max,reg} = 1,042$ p.u. e $U_{max,not,reg} = 1,014$ p.u., mentre $U_{min,reg} = 0,967$ p.u. e $U_{min,not,reg} = 0,916$ p.u. e di conseguenza l'intervallo entro cui si collocano le tensioni di ciascuna fase risulta

$$\Delta U_{reg} = 0,075 < \Delta U_{not,reg} = 0,098$$

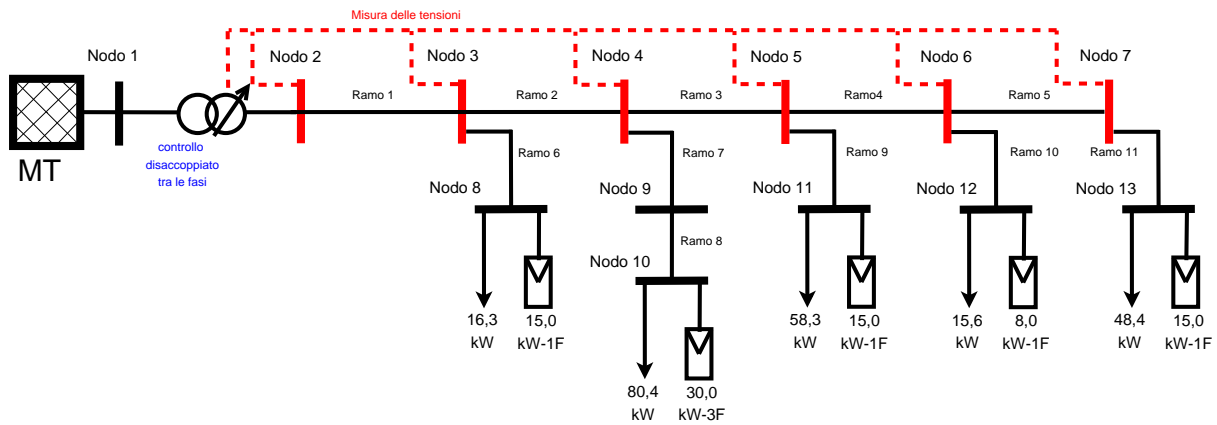


Figura 4.28: Schema elettrico della rete studiata con indicazione dei nodi monitorati per la regolazione - caso H1

Caso	$\sigma_{1,day}$	$\sigma_{2,day}$	$\sigma_{3,day}$	$VUF_{6,max}$	$VUF_{6,med}$
H1	0,0069	0,0138	0,0079	1,247%	0,591%
Base	0,0194	0,0388	0,0181	0,778%	0,447%
$\Delta\%$	-64,4%	-64,4%	-56,4%	0,459%	0,144%

Tabella 4.28: Variazioni percentuali degli scarti quadratici medi delle tensioni nella rete e del VUF al nodo 6 nel caso H1 rispetto ai valori ricavati nella rete non regolata

p.u., con una diminuzione di 0,023 p.u., valore comparabile a quello ottenuto nel caso F1. A differenza di quanto constatato in quest'ultimo scenario, tuttavia, la massima tensione che si verifica nella rete è più elevata e viene solo parzialmente compensata dall'aumento della minima tensione in rete.

Il voltage unbalance factor al nodo 6 manifesta un aumento rispetto al caso base (cfr fig. 4.32a e tab. 4.28), sia nei valori medi che nel valore massimo raggiunto. Ciò è causato dal controllo disaccoppiato delle fasi. Anche in questo caso si conferma che l'andamento temporale del VUF al nodo 6 segue l'andamento delle posizioni assunte dai tre tap-changer di figura 4.30: quando la distanza tra le posizioni tende ad aumentare, aumenta anche il fattore di sbilanciamento delle tensioni al nodo monitorato. Quando tale distanza diminuisce e le prese tendono ad allinearsi, anche le corrispondenti tensioni si allineano e il VUF tende a diminuire al nodo monitorato. Si evidenzia infine che l'aumento del VUF medio, rispetto al caso F1, è più contenuto, pur trovandosi dei picchi più elevati rispetto al caso sopracitato. Il motivo è riconducibile alla metodologia di selezione dei nodi monitorati, che sono sempre lungo la dorsale principale. In tal modo le variazioni di tensione che si susseguono tra un istante di tempo e il successivo sono

Fase	U_{max}		U_{min}	
	H1	base	H1	base
1	1,023	1,011	0,984	0,961
2	1,042	1,000	0,967	0,916
3	1,032	1,014	0,967	0,942
1+2+3	1,042	1,014	0,967	0,916

Tabella 4.29: Valori massimi e minimi delle tensioni di fase nel caso H1 e nel caso base. I valori riportati sono espressi in p.u.

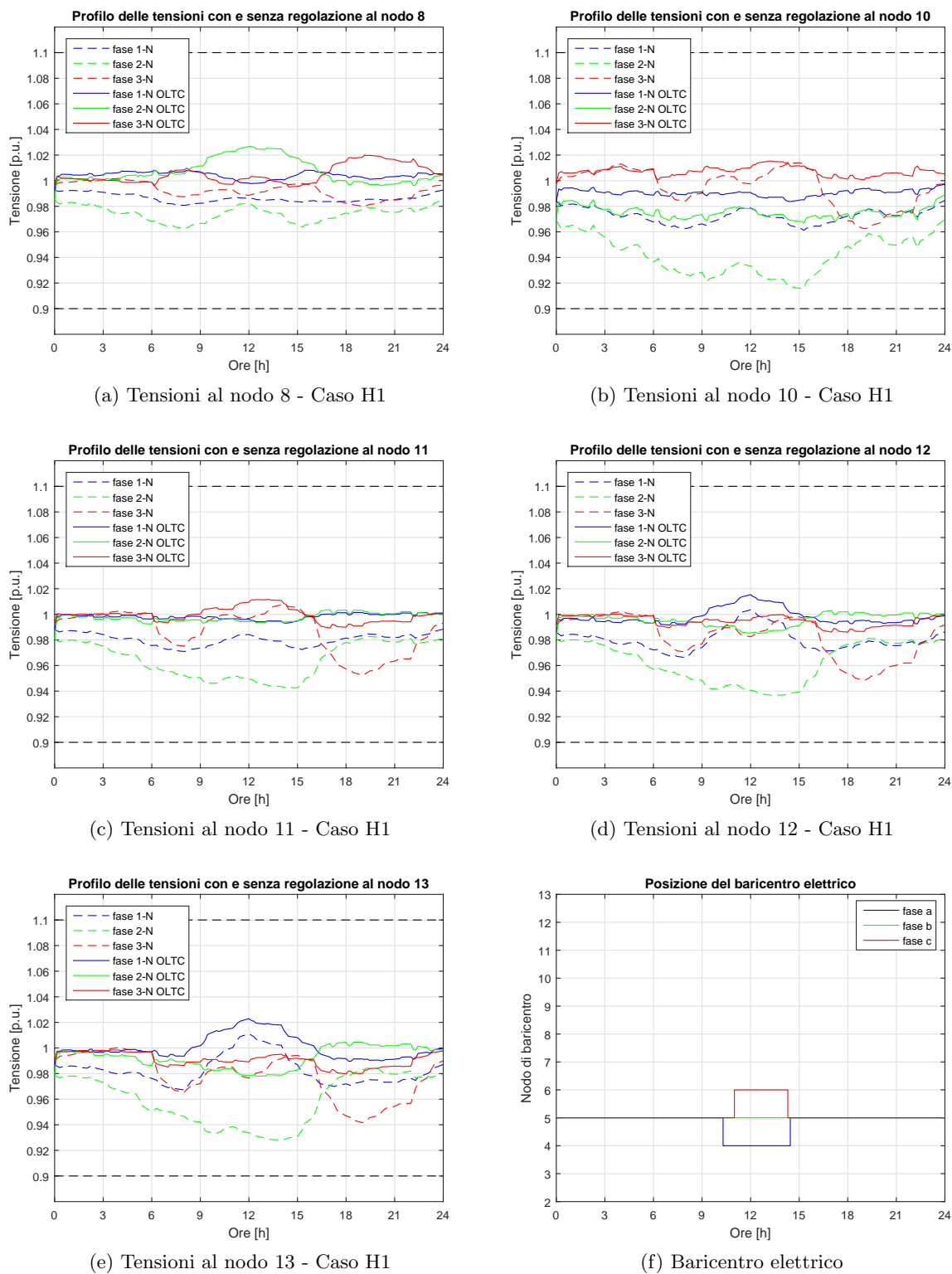
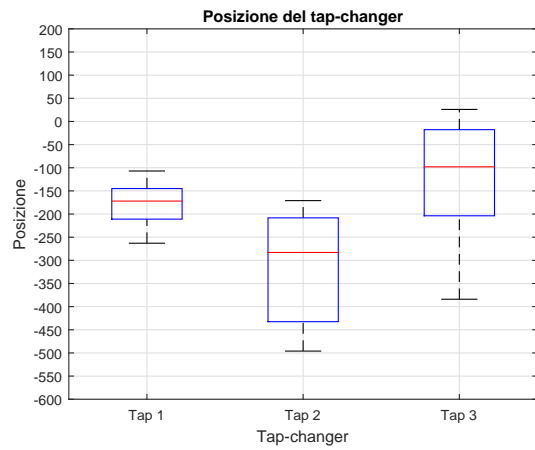
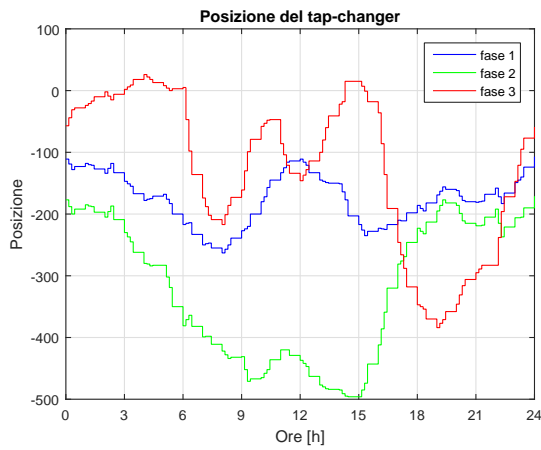
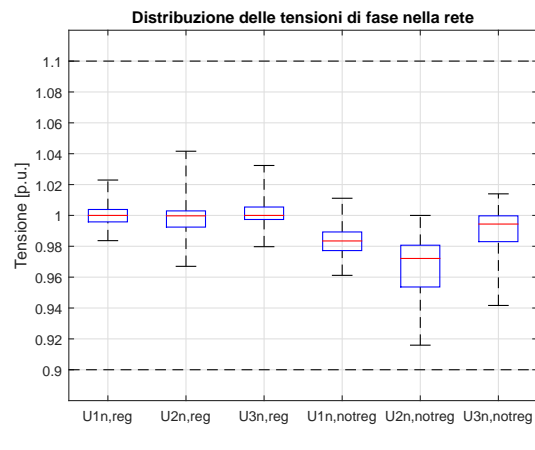
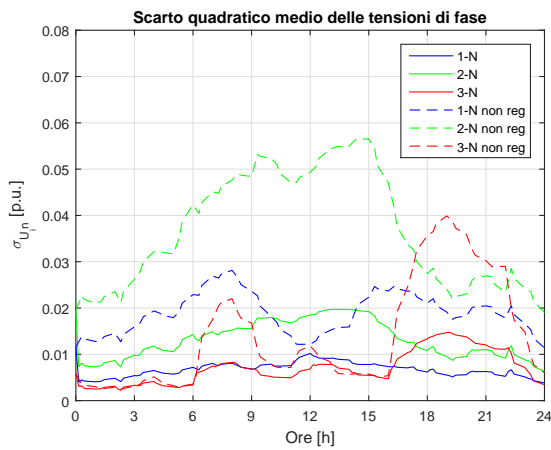


Figura 4.29: Andamento temporale delle tensioni di fase nel caso H1 e nel caso base ai nodi di carico della rete e al nodo di regolazione. Nella figura f) è riportata la posizione del baricentro elettrico di ciascuna fase



(a) Posizione del tap-changer con controllo disaccoppiato (b) Quartili e IQR delle posizioni del tap-changer con controllo disaccoppiato

Figura 4.30: Andamento temporale della posizione del tap-changer con controllo disaccoppiato e IQR



(a) $\sigma_1(t)$, $\sigma_2(t)$ e $\sigma_3(t)$ - Caso H

(b) Quartili e IQR delle tensioni nella rete

Figura 4.31: Andamento temporale degli scarti quadratici medi delle tensioni di fase nel caso H1 e nel caso base ai nodi di carico della rete e IQR

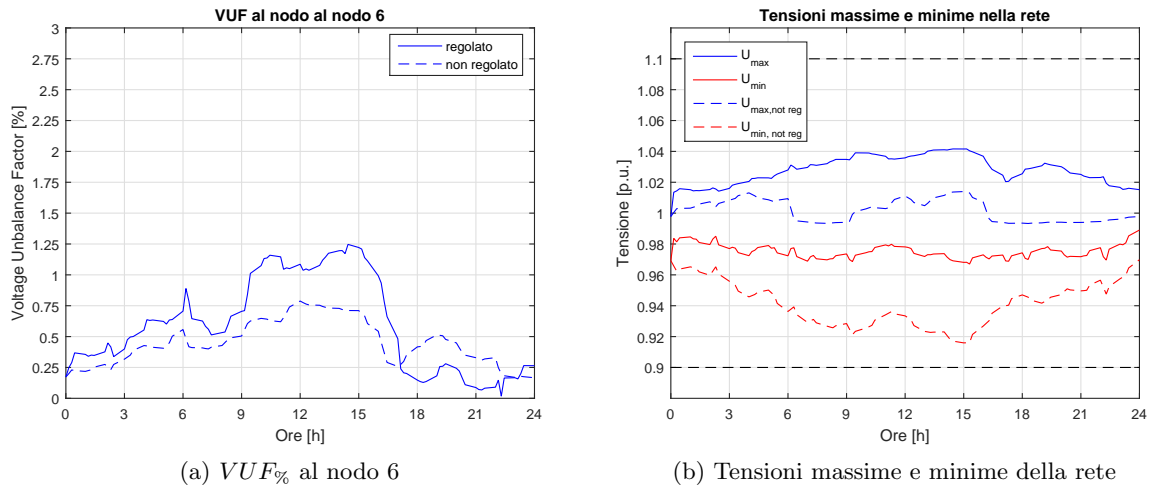


Figura 4.32: Andamento temporale del VUF nel caso H1 e nel caso base al nodo 6 e andamento temporale delle tensioni massime e minime assolute nella rete nel caso H1 e nel caso base

ramo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	tot
H1	53,13	23,50	9,14	5,26	1,00	2,04	41,20	15,65	3,73	1,00	5,12	160,77
Base	53,34	23,66	9,16	5,26	1,00	2,02	41,60	15,82	3,77	1,00	5,12	161,74

Tabella 4.30: Perdite attive nei rami della rete nel caso H1 e nella configurazione base. I valori sono espressi in kWh/giorno

minori, a parità di altre condizioni, di quelle ricavate nello scenario G1 e il tap-changer necessita di Δtap meno ampi per regolare la rete.

Per quanto concerne le perdite attive in rete, valgono le considerazioni svolte per i casi E1, F1 e G1: la diminuzione che si rileva, rispetto al caso base è minima (0,97 kWh, cioè lo 0,60%) ed è dovuta alla variazione della potenza assorbita dai carichi in seguito alla regolazione della tensione.

Infine, in figura 4.30 è riportato l'andamento temporale delle posizioni assunte dal tap-changer che regola ogni fase e la distribuzione dei valori attorno alla mediana. Si nota che il dispositivo è soggetto a continue commutazioni e questo fatto è causato dal valore molto ridotto che assume la tensione di gradino ($U_{step} = 0,01$ p.u. per simulare una regolazione continua). Le fasi sono chiaramente regolate in modo indipendente e presentano esigenze diverse: la fase 1 è soggetta a una regolazione abbastanza limitata poichè non presenta particolari criticità nei profili di tensione. Le fasi 2 e 3 hanno comportamenti opposti in particolare durante le ore centrali della giornata: la prima, in particolare, necessita di una regolazione spinta a causa degli elevati assorbimenti dei carichi. La seconda, invece, necessita in alcuni momenti di essere abbassata a causa delle sovratensioni che si verificano.

La regolazione disaccoppiata a un nodo corregge in generale le cadute di tensione, riportandole a un valore mediamente più elevato rispetto al caso E1. Anche i picchi di tensione che si verificano nei mesi estivi vengono mitigati e la distribuzione dei massimi e minimi assoluti delle tensioni risulta in generale più regolare e meno soggetta a forti oscillazioni periodiche.

-	E1	F1	G1	H1
$\Delta\sigma_{1,day}$	-59,79%	-62,89%	-62,89%	-64,43%
$\Delta\sigma_{2,day}$	-39,18%	-61,34%	-61,86%	-64,43%
$\Delta\sigma_{3,day}$	-22,65%	-51,96%	-54,70%	-56,35%
$\Delta VUF_{max,6}$	-0,018%	0,333%	0,664%	0,459%
$\Delta VUF_{med,6}$	-0,011%	0,157%	0,279%	0,144%
$\Delta U_{max-min}$	-0,001	-0,024	-0,034	-0,023
ΔP	-0,34 %	-0,54 %	-0,64%	-0,60%

Tabella 4.31: Confronto tra i parametri studiati nella rete con regolazione E1, F1, G1 e H1 e il caso base

4.5.5 Comparativo

In questo paragrafo sono stati studiati gli effetti sulla rete dell'inserimento di un trasformatore con tap-changer manovrabile sottocarico con regolazione continua. I quattro algoritmi di controllo si differenziano per la modalità di regolazione delle fasi (sincrona - caso E1 - o disaccoppiata - casi F1, G1 e H1) e per la scelta del nodo monitorato (statico - casi E1 e F1 con monitoraggio del nodo 4 - o dinamico - casi G1 e H1). La prima conclusione che si ricava è che tutti i sistemi di regolazione introdotti provvedono a diminuire lo scarto quadratico medio giornaliero delle tensioni di fase rispetto al valore di riferimento, dunque riescono effettivamente a regolare l'andamento delle tensioni. Tale diminuzione è più accentuata utilizzando una regolazione disaccoppiata tra le fasi del tap-changer e modificando dinamicamente il nodo controllato, a seconda delle condizioni che si verificano in rete in un determinato istante di simulazione. Questo aspetto è confermato anche dalla diminuzione dell'intervallo entro cui si collocano i massimi e i minimi delle tensioni nella rete regolata, che diminuisce consistentemente utilizzando un controllo disaccoppiato. In questo caso non vi è una sostanziale differenza tra la definizione statica e dinamica del nodo monitorato. La regolazione sincrona, invece, mantiene inalterato il suddetto intervallo, a conferma che opera traslando contemporaneamente le tensioni di fase e lasciando inalterata la distanza reciproca.

Il fattore di sbilanciamento delle tensioni al nodo monitorato (nodo 6) si mantiene ai livelli ricavati nello scenario base se il tap-changer opera in modo sincrono tra le fasi. In realtà sarebbe meglio dire che vi è una trascurabile diminuzione, legata presumibilmente ad aspetti aleatori della rete studiata. Ciò è coerente con la definizione del VUF, poiché, se il potenziale di neutro non varia significativamente e i potenziali delle fasi vengono traslati di una stessa quantità, l'aumento delle tensioni di fase è lo stesso per le tre fasi del sistema e inoltre gli angoli di fase rimangono gli stessi, poiché essi dipendono dalle correnti assorbite dai carichi che non cambiano significativamente. Ne consegue che lo sbilanciamento delle tensioni non subisce variazioni. Al contrario, la regolazione disaccoppiata tende ad aumentare il fattore di sbilanciamento delle tensioni sia nei valori massimi che medi, dal momento che le manovre correttive sul rapporto di trasformazione possono essere di segno opposto tra una fase e l'altra oppure, se anche concordi, possono verificarsi modifiche più consistenti del rapporto di trasformazione di una fase rispetto a un'altra, aumentando lo sbilanciamento nella rete.

Infine, un commento sulla variazione delle perdite attive che si manifestano dopo la regolazione. In tutti i casi si assiste a una diminuzione molto blanda delle perdite. Il motivo, come già detto, è riconducibile al fatto che il trasformatore modifica il rapporto di trasformazione, ma le perdite sono dovute al quadrato del modulo delle correnti transitanti nei rami che compongono la rete. La variazione del rapporto di trasformazione non modifica l'assorbimento delle correnti dei carichi, se non in via indiretta, a causa del diverso assorbimento di potenza che essi

manifestano al variare della tensione con cui vengono alimentati, secondo il modello ZIP. Tale variazione risulta, con i coefficienti considerati per lo studio, decisamente modesta.

Capitolo 5

Regolazione locale della tensione

5.1 Introduzione

In questo capitolo vengono studiate le regolazioni introdotte nel Capitolo III per valutare gli effetti che si manifestano nella rete di distribuzione di bassa tensione quando viene introdotto un trasformatore con variatore sottocarico che agisce in collaborazione con la regolazione locale della tensione a opera degli inverter della piccola generazione distribuita, impiegando nell'ordine i seguenti algoritmi di controllo:

- Controllo sincrono con misura delle tensioni a un nodo predefinito e capability rettangolare (caso E2)
- Controllo disaccoppiato con misura delle tensioni a un nodo predefinito e capability rettangolare (caso F2)
- Controllo disaccoppiato con il metodo di misura delle tensioni ai punti di accoppiamento comuni, come proposto in [35] e capability rettangolare (caso G2)
- Controllo disaccoppiato con il calcolo del baricentro elettrico e capability rettangolare (caso H2)

Successivamente si propongono alcune considerazioni sull'influenza della tipologia di carico nelle perdite di rete, confrontando composizioni di carico caratterizzate da differenti valori dei coefficienti ZIP. Vengono poi estese le considerazioni ricavate per gli scenari 1 e 2 a un periodo di simulazione annuale e si valutano gli effetti dovuti all'aumento della potenza di generazione installata nella rete. Infine viene descritto un possibile metodo di regolazione dello scambio di potenza reattiva tra la rete di media e di bassa tensione ottenuto variando il riferimento per la regolazione del variatore sottocarico.

5.2 Regolazione locale della tensione tramite inverter

Nell'ambito dell'esercizio degli impianti di piccola generazione distribuita dotati di inverter per l'interfacciamento alla rete di distribuzione, è previsto dalle attuali normative tecniche che essi partecipino alla regolazione locale della tensione scambiando potenza reattiva con il sistema. La normativa tecnica cui ci si riferisce nel particolare è la Norma CEI 0-21 [6].

I tipi di regolazione previsti sono differenziati in funzione del valore della potenza nominale dell'impianto. In particolare gli impianti dotati di inverter con $P_n \leq 11,08$ kW devono seguire una curva di capability triangolare, mentre i rimanenti devono scambiare potenza reattiva con

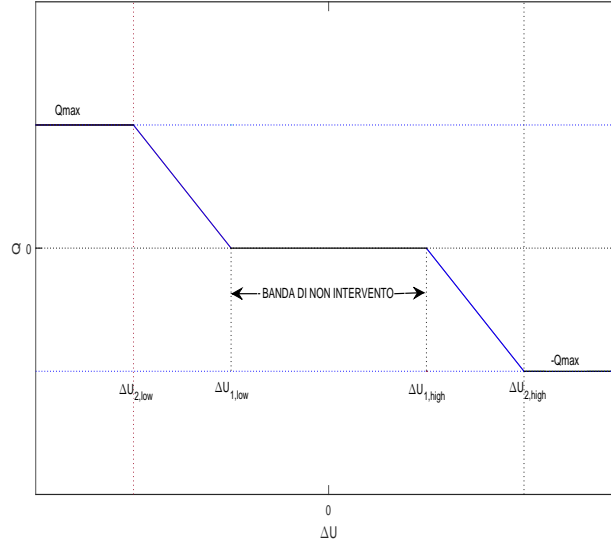


Figura 5.1: Regolazione locale della tensione tramite scambio di Q tra l'inverter e la rete: caratteristica $\Delta U - Q$

la rete secondo la curva di capability rettangolare. Oltre alle sopracitate curve di capability, ne esiste una terza, la cui attuazione al momento non è prevista, ma che risulta essere quella che teoricamente permette di raggiungere i risultati più performanti: la curva di capability semicircolare.

A prescindere dalla curva di capability utilizzata, la caratteristica $\Delta U - Q$ è concettualmente comune e viene illustrata in Figura 5.1. Il principio di regolazione è il seguente: quando la tensione U_{mis} al nodo di connessione dell'impianto di generazione si discosta localmente dal valore di riferimento U_{rif} , allora $\Delta U = U_{mis} - U_{rif} \neq 0$, con segno positivo se la tensione nel punto di connessione dell'inverter è superiore al riferimento e negativo nel caso opposto. Quando $\Delta U_{1,high} < U_{rif} + \Delta U < \Delta U_{2,high}$, l'inverter assorbe potenza reattiva seguendo il segmento rappresentato nella curva di Figura 5.1, fintantoché, superato il valore $\Delta U_{2,high}$, il valore di Q assorbita rimane costante, in accordo con la curva di capability considerata. Analogamente, quando $\Delta U_{1,low} < U_{rif} - \Delta U < \Delta U_{2,low}$, l'inverter eroga potenza reattiva secondo la caratteristica con il fine di compensare la caduta di tensione nel punto di connessione. Una volta raggiunto $\Delta U_{2,low}$, il valore di Q erogata rimane costante, in accordo con la curva di capability attuata. Nell'intervallo compreso tra $\Delta U_{1,low}$ e $\Delta U_{1,high}$ l'intervento è interdetto e il regolatore non scambia potenza reattiva con la rete.

La Figura 5.2 riporta un esempio di curva di capability triangolare.

Si nota che l'inverter è chiamato a erogare o assorbire una potenza reattiva Q in funzione del valore istantaneo di potenza attiva erogata, con il vincolo di mantenere il $\cos\varphi$ a 0,9. Il valore istantaneo di Q risulta:

$$Q(t) = P(t) \cdot \tan(\arccos 0,9) \quad (5.1)$$

con il vincolo che $\frac{P(t)}{S_n} > 0,05$. La banda morta, rappresentata in Figura 5.2 dal rettangolo in grigio, indica che il sistema di regolazione interdice lo scambio di reattiva quando la potenza attiva erogata dall'impianto è inferiore al 5% della potenza nominale del generatore.

La curva di capability rettangolare è rappresentata in Figura 5.3.

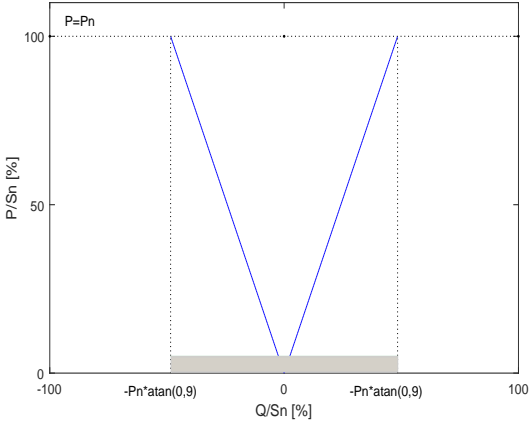


Figura 5.2: Curva di capability triangolare

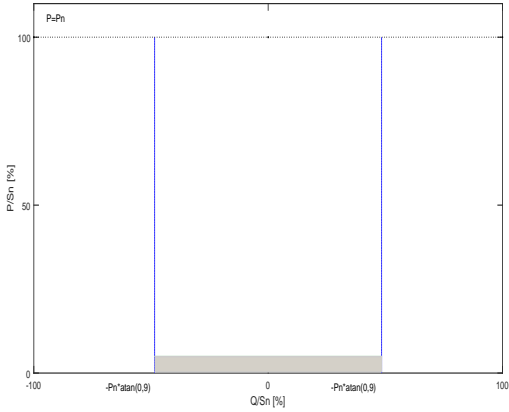


Figura 5.3: Curva di capability rettangolare

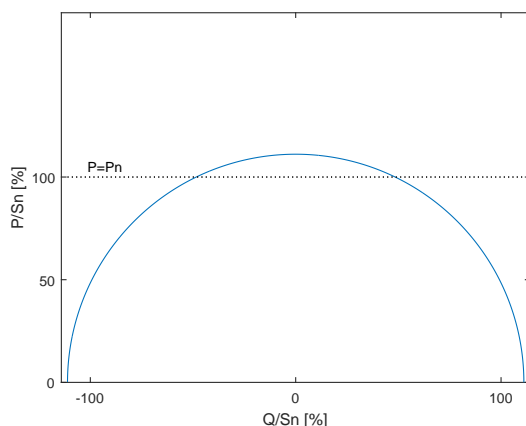


Figura 5.4: Curva di capability semicircolare

A differenza della curva triangolare, l'inverter eroga o assorbe una potenza reattiva costante indipendente dal valore della potenza attiva istantanea erogata e pari a:

$$Q(t) = P_n \cdot \tan(\arccos 0,9) \quad (5.2)$$

con il vincolo che $\frac{P(t)}{S_n} > 0,05$. Anche in questa tipologia di regolazione è prevista una banda di non intervento che limita l'erogazione o assorbimento di potenza reattiva ai valori erogati di potenza attiva superiori al 5% della potenza nominale. Ne consegue che le regolazioni locali attuate con una curva di capability triangolare o rettangolare non sono utilizzabili quando l'impianto non è in produzione (per esempio, nelle ore notturne o in condizioni di scarso irraggiamento).

Infine è possibile regolare la potenza reattiva in uscita dall'inverter di un impianto DG utilizzando la curva semicircolare. In particolare, come si apprezza in Figura 5.4, la regione del piano P-Q in cui l'inverter può collocare il proprio punto di funzionamento è quella compresa entro la semicirconferenza di raggio S_n . Non vi è dunque alcun limite imposto da un $\cos\varphi$ minimo, né un valore minimo di potenza attiva erogata richiesto per l'intervento del processo di regolazione. In altre parole, la capability semicircolare consente il funzionamento in regolazione con qualsiasi valore di potenza attiva erogata dal sistema, comprese le ore notturne, e permette di sfruttare la massima disponibilità di potenza reattiva che l'inverter può scambiare con la rete, ottenendo un intervento di regolazione locale della tensione maggiormente incisivo rispetto alle curve di capability precedentemente descritte.

Nelle simulazioni di questo capitolo che includono la regolazione locale della tensione tramite inverter vengono adottate le seguenti ipotesi:

- Capability rettangolare (ove non diversamente indicato)
- $V_{1,low} = -0.01$ p.u.
- $V_{1,high} = 0.01$ p.u.
- $V_{2,low} = -0.1$ p.u.
- $V_{1,high} = 0.1$ p.u.

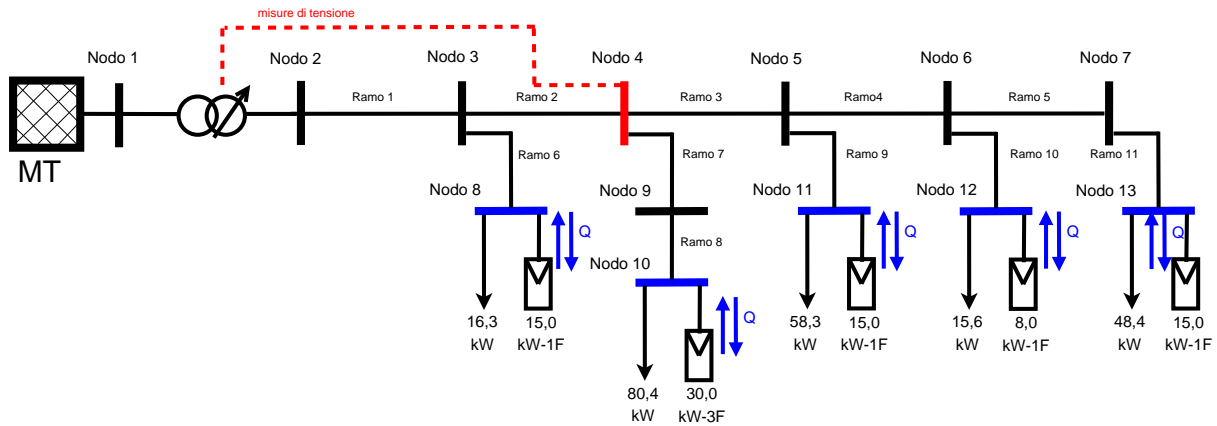


Figura 5.5: Schema elettrico della rete studiata con indicazione dei nodi monitorati per la regolazione - caso E2

Bus num	Fase 1		Fase 2		Fase 3		Capability CEI 0-21
	P [W]	$\cos\varphi$	P [W]	$\cos\varphi$	P [W]	$\cos\varphi$	
8	-	-	15.000	1	-	-	Rett.
10	10.000	1	10.000	1	10.000	1	Rett.
11	-	-	-	-	15.000	1	Rett.
12	8.000	1	-	-	-	-	Triang.
13	15.000	1	-	-	-	-	Rett.

Tabella 5.1: Potenze nominali dei generatori connessi ai nodi della rete nello scenario base e curva di capability prevista dalla Norma Tecnica CEI 0-21

5.3 Regolazione fine con intervento della regolazione locale

Come già accennato, la Norma CEI 0-21 [6] prevede che le curve di capability seguite dagli impianti di produzione installati nella rete di media e bassa tensione siano differenziate in funzione del valore della potenza nominale dell'impianto. Lo scenario base della rete di riferimento introdotta nel Capito IV prevede che gli impianti fotovoltaici installati abbiano le caratteristiche riportate in tabella 5.1. Nelle simulazione condotte si è considerata tuttavia la capability rettangolare per tutti i generatori installati nella rete (fig.5.5) per evitare complicazioni compilative e per evidenziare maggiormente il contributo della Q scambiata.

Il principio secondo cui è possibile regolare localmente la tensione attraverso uno scambio di potenza reattiva è ben noto e viene diffusamente utilizzato nei sistemi di alta e media tensione. Nelle reti di bassa tensione la sua efficacia è tuttavia limitata poichè tali reti sono prevalentemente resistive, con rapporto X/R ridotto. Ciò limita fisicamente la potenzialità di tale sistema di controllo.

Tuttavia, può essere interessante studiarne l'abbinamento alla regolazione effettuata attraverso il trasformatore con variatore sottocarico posizionato in cabina di distribuzione. La logica che governa l'insieme delle due regolazioni si basa sull'intervento istantaneo della regolazione locale tramite gli inverter presenti, che variano la Q scambiata con la rete a seconda del valore di tensione presente istantaneamente nel punto di connessione dell'impianto e nel successivo intervento del tap-changer, che modifica l'assetto dell'intera rete elettrica posta a valle.

Vengono riproposti gli algoritmi di controllo introdotti nei casi E1, F1, G1 e H1 aggiungendo la regolazione locale tramite capability rettangolare. Gli scenari studiati sono così numerati:

Caso E2	$\sigma_{1,day}$	$\sigma_{2,day}$	$\sigma_{3,day}$	Caso F2	$\sigma_{1,day}$	$\sigma_{2,day}$	$\sigma_{3,day}$
OLTC+Q _{loc}	0,0075	0,0229	0,0140	OLTC+Q _{loc}	0,0071	0,0149	0,0087
Base	0,0194	0,0388	0,0181	Base	0,0194	0,0388	0,0181
$\Delta 1$	-61,34%	-40,98%	-22,65%	$\Delta 1$	-63,40%	-61,60%	-51,93%
-	-	-	-	-	-	-	-
OLTC+Q _{loc}	0,0075	0,0229	0,0140	OLTC+Q _{loc}	0,0071	0,0149	0,0087
OLTC	0,0078	0,0236	0,0140	OLTC	0,0072	0,0150	0,0087
$\Delta 2$	-3,85%	-2,97%	0,00%	$\Delta 2$	-1,39%	-0,67%	0,00%

(a) (b)

Caso G2	$\sigma_{1,day}$	$\sigma_{2,day}$	$\sigma_{3,day}$	Caso H2	$\sigma_{1,day}$	$\sigma_{2,day}$	$\sigma_{3,day}$
OLTC+Q _{loc}	0,0070	0,0147	0,0081	OLTC+Q _{loc}	0,0067	0,0137	0,0079
Base	0,0194	0,0388	0,0181	Base	0,0194	0,0388	0,0181
$\Delta 1$	-63,92%	-62,11%	-55,25%	$\Delta 1$	-65,46%	-64,69%	-56,35%
-	-	-	-	-	-	-	-
OLTC+Q _{loc}	0,0070	0,0147	0,0081	OLTC+Q _{loc}	0,0067	0,0137	0,0079
OLTC	0,0072	0,0148	0,0082	OLTC	0,0069	0,0138	0,0079
$\Delta 2$	-2,78%	-0,68%	-1,22%	$\Delta 2$	-2,90%	-0,72%	0,00%

(c) (d)

Tabella 5.2: Confronto tra i valori degli scarti quadratici medi delle tensioni di fase nella rete con regolazione dell'OLTC e locale rispetto al caso base e con regolazione dell'OLTC e locale rispetto alla sola regolazione con OLTC negli scenari E2, F2, G2 e H2

- Caso E2 - Controllo sincrono del tap-changer con nodo di riferimento 4 e capability rettangolare
- Caso F2 - Controllo disaccoppiato del tap-changer con nodo di riferimento 4 e capability rettangolare
- Caso G2 - Controllo disaccoppiato del tap-changer con nodo di riferimento scelto tra i nodi di carico in base alle condizioni descritte per l'algoritmo [35] e capability rettangolare
- Caso H2 - Controllo disaccoppiato sincrono del tap changer con nodo di riferimento scelto come il più prossimo al baricentro elettrico di ogni fase e capability rettangolare

Le figure 5.6a, 5.6b e 5.6c dimostrano che l'insieme della regolazione della tensione effettuata tramite l'intervento del trasformatore OLTC e della regolazione locale attraverso la curva di capability rettangolare diminuisce in generale lo scarto quadratico medio tra la tensione regolata e quella non regolata. Tale diminuzione è evidente, a prescindere dal sistema di regolazione utilizzato, per i tap-changer che operano con movimentazione disaccoppiata tra le fasi. Un appunto è doveroso a riguardo dei tap-changer sincroni (scenario E2). In quest'ultimo caso si nota, nell'esempio riportato, che vi sono degli aumenti di σ_1 e σ_3 rispetto allo scenario base in alcuni intervalli di tempo. In altri termini, la forte deviazione manifestata nella fase 2 del sistema non regolato (in alcuni punti superiore a 0,05 p.u. rispetto alla tensione di riferimento), comporta un imponente intervento correttivo da parte del tap-changer per diminuire tale deviazione. Il fatto che l'intervento sia imposto anche alle altre fasi, le allontana dal valore di riferimento, aumentando i rispettivi scarti. Inoltre appare chiaro che l'intervento sincrono è, in generale, il meno performante tra gli algoritmi di regolazione introdotti.

L'introduzione della regolazione locale a opera degli inverter della piccola generazione distribuita contribuisce in generale a limare ulteriormente lo scarto quadratico medio della tensione nella rete regolata. La presenza di tale intervento è tanto più apprezzabile quanto meno efficace si dimostra la regolazione a opera del tap-changer dunque, di nuovo, nel caso E. Infatti la potenza reattiva scambiata con la rete è funzione della deviazione della tensione dal valore di riferimento nel punto di connessione dell'impianto (figura 5.1) ed è presente la banda di non intervento che inibisce lo scambio se la tensione nel punto è compresa nell'intervallo $[0,99 \div 1,01]$. Nel Capitolo IV è stato constatato che gli algoritmi di controllo disaccoppiato avvicinano le tensioni della rete al valore di riferimento, inibendo perciò l'intervento della regolazione locale o limitando gli scambi di Q . È da notare, inoltre, che la capacità regolante degli inverter con curva rettangolare è abbastanza limitata e non potrebbe perciò essere incisiva se non abbinata a un sistema di regolazione a monte.

I dati riportati in tabella 5.2 confermano quanto rappresentato in figura 5.6: le regolazioni più performanti in termini di avvicinamento delle tensioni al valore di riferimento sono quelle in cui il nodo di riferimento viene scelto dinamicamente, valutando le condizioni locali che si manifestano nella rete in un determinato istante di tempo.

La figura 5.7 fornisce una visione di dettaglio dell'andamento delle tensioni di fase al nodo 13. Le tensioni sono rappresentate prima della regolazione (curva punteggiata), dopo la regolazione con l'intervento dell'OLTC (curve tratteggiate) e dopo la regolazione con l'OLTC e la fornitura locale di potenza reattiva proveniente dagli impianti di piccola generazione distribuita (curve continue) nei quattro scenari considerati. Risulta anzitutto evidente l'intervento della regolazione locale nella fase 1 (5.7a), in quanto al nodo 13 la potenza generata è connessa a tale fase. L'intervento è migliorativo nelle ore centrali del giorno, ove diminuisce le sovraelevazioni di tensione che il solo intervento del tap-changer non è in grado di abbassare (infatti il nodo 13 non è mai preso come riferimento per il controllo, se non occasionalmente nello scenario G2). Per quanto concerne le altre due fasi, si vede che la regolazione locale è ancora migliorativa rispetto alla presenza del solo trasformatore con regolatore sottocarico, ma l'incisività è ridotta a causa del fatto che la potenza reattiva scambiata non proviene dal nodo 13, che non ha generazione sulle fasi 2 e 3, ma presumibilmente dai nodi contermini. Infine, l'intervento della regolazione locale è tanto più incisivo quanto più la deviazione dal valore di riferimento è elevato: infatti nella regolazione sincrona a un nodo (scenario E1) si hanno i maggiori contributi di regolazione da parte degli inverter.

La tabella 5.3 riporta sinteticamente i valori medi e massimi del fattore di sbilanciamento delle tensioni con e senza regolazione. Da essi si può derivare che, se in generale il valore del parametro aumenta quando la regolazione è disimmetrica tra le fasi - e dunque è sostanzialmente costante quando la regolazione avviene per mezzo di un tap-changer sincrono - la fornitura locale di potenza reattiva contribuisce ad aumentare il VUF in tutti gli scenari che utilizzano una regolazione disaccoppiata tra le fasi. Infatti, in tal caso, il contributo della fornitura di potenza reattiva su una fase contribuisce a squilibrare ulteriormente le tensioni a livello locale nei nodi con impianti di generazione monofase. La figura 5.8, che riporta l'andamento temporale del VUF al nodo 6, evidenzia chiaramente tale aspetto.

Infine, una considerazione sulle perdite della rete: l'intervento della regolazione locale tende ad aumentare le perdite rispetto al caso base e al caso di regolazione con solo intervento del tap-changer (vedi tabella 5.5). Questo aspetto è dovuto ai maggiori flussi di potenza reattiva che transitano localmente nei rami prossimi ai punti di installazione dei generatori fotovoltaici. Tali maggiori flussi possono ridurre localmente le perdite, quando il valore di potenza reattiva scambiata con la rete compensa la potenza reattiva istantaneamente assorbita dal carico al nodo. In questo caso, infatti, il modulo della corrente diminuisce per via della compensazione della componente immaginaria della corrente nel ramo. Tuttavia, quando la compensazione è

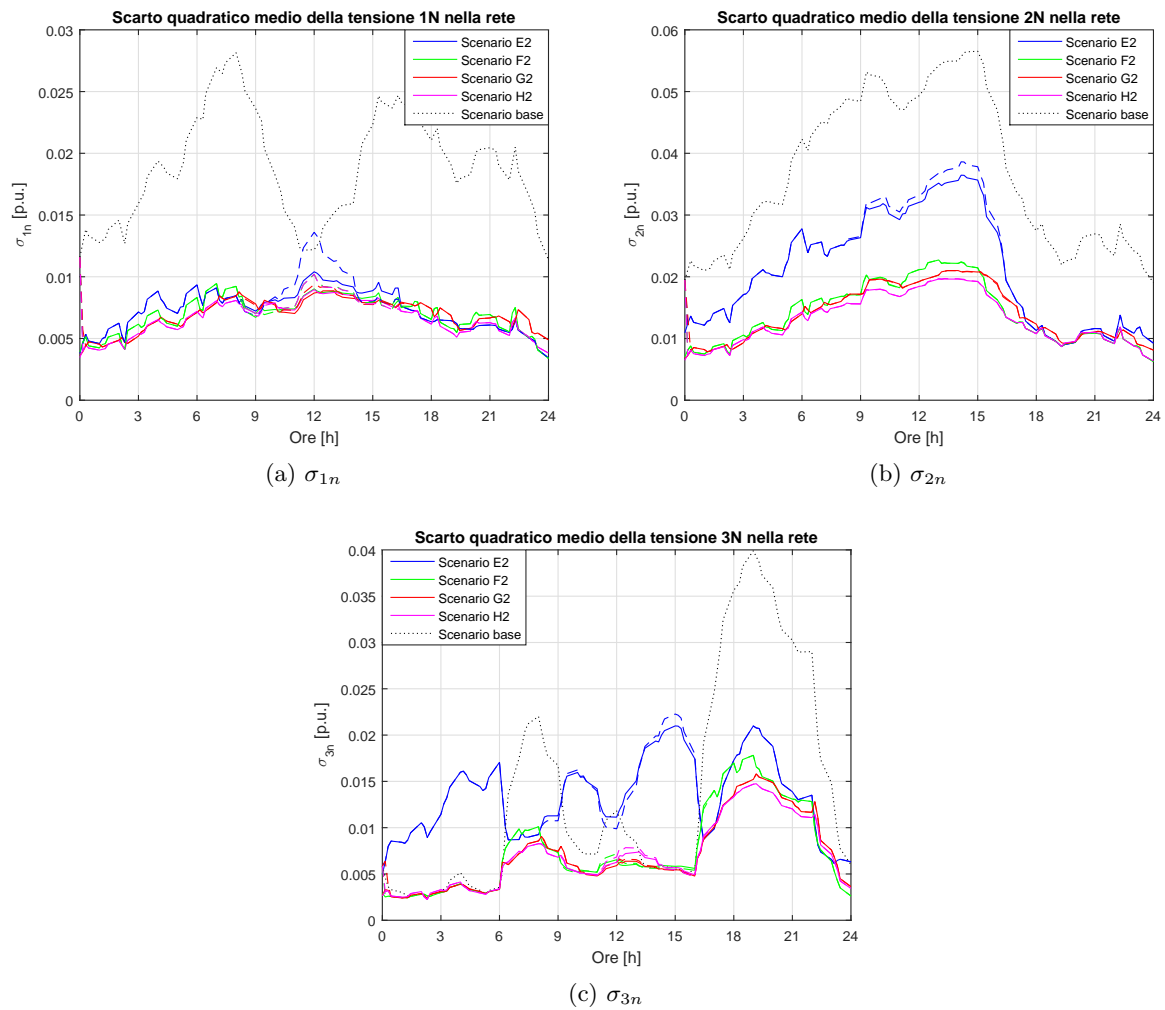


Figura 5.6: Confronto tra l'andamento temporale dello scarto quadratico medio delle tensioni di fase nella rete tra lo scenario base, gli scenari con intervento dell'OLTC e della regolazione locale (curve continue) e gli scenari con solo intervento dell'OLTC (curve tratteggiate)

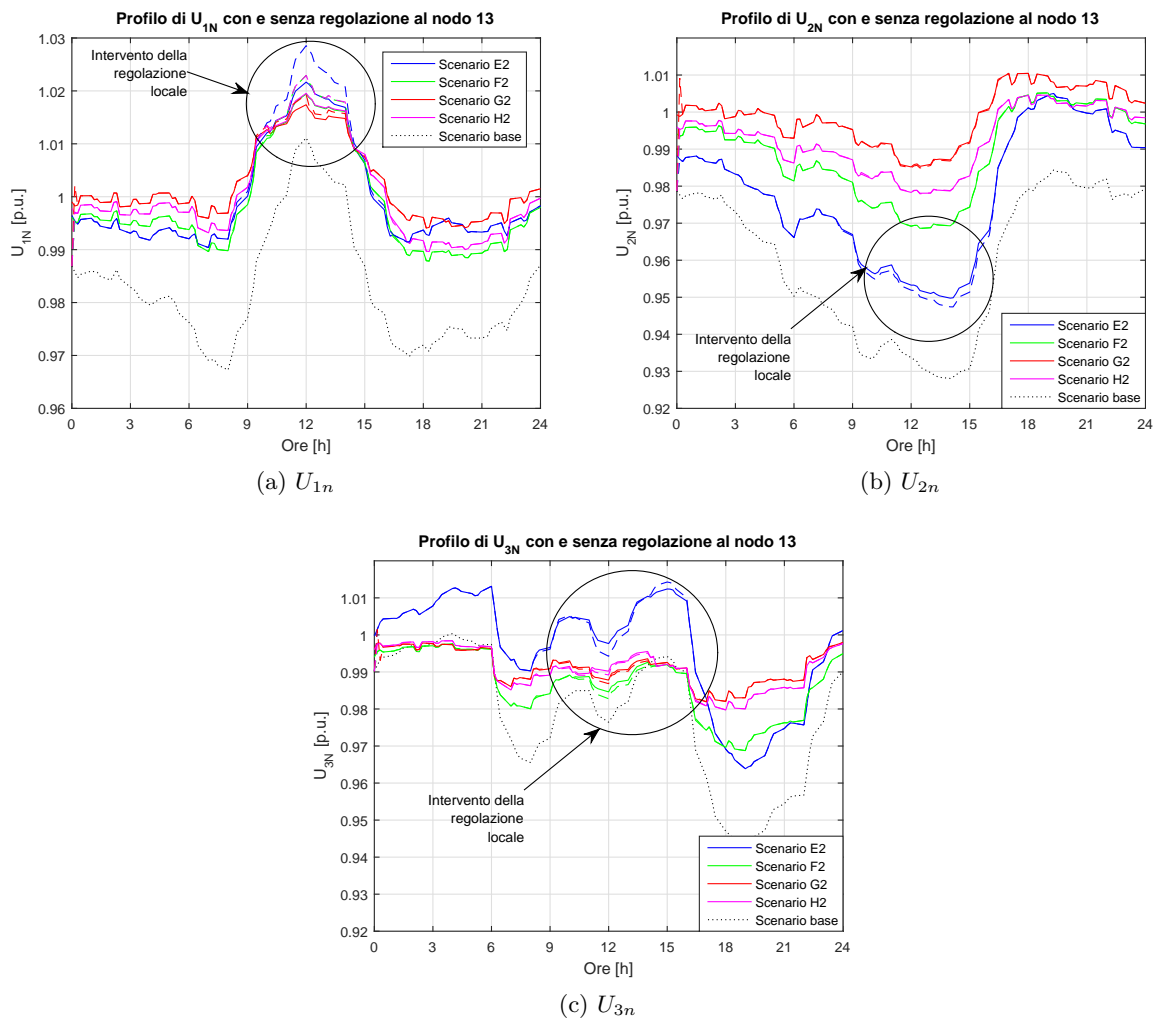


Figura 5.7: Confronto tra l'andamento temporale delle tensioni di fase tra lo scenario base, gli scenari con intervento dell'OLTC e della regolazione locale (curve continue) e gli scenari con solo intervento dell'OLTC (curve tratteggiate)

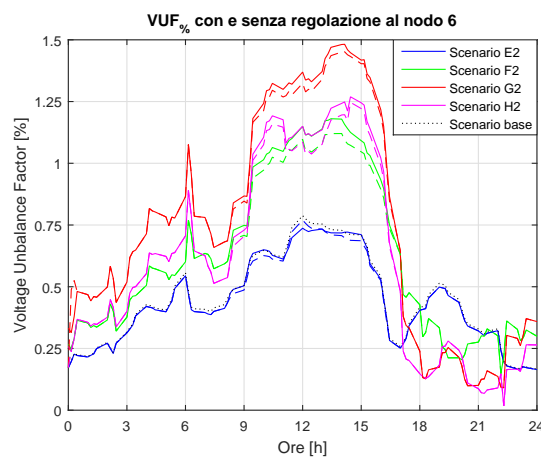


Figura 5.8: Confronto dell'andamento temporale del $VUF_{\%}$ tra lo scenario base, gli scenari con intervento dell'OLTC e della regolazione locale (curve continue) e gli scenari con solo intervento dell'OLTC (curve tratteggiate)

Caso E2	VUF _{%6,max}	VUF _{%6,med}	Caso F2	VUF _{%6,max}	VUF _{%6,med}
OLTC+Q _{loc}	0,737	0,439	OLTC+Q _{loc}	1,180	0,622
Base	0,788	0,447	Base	0,788	0,447
Δ1	-0,051	-0,008	Δ1	0,392	0,175
-	-	-	-	-	-
OLTC+Q _{loc}	0,737	0,439	OLTC+Q _{loc}	1,180	0,622
OLTC	0,770	0,436	OLTC	1,121	0,605
Δ2	-0,033	0,003	Δ2	0,060	0,017

(a)

(b)

Caso G2	VUF _{%6,max}	VUF _{%6,med}	Caso H2	VUF _{%6,max}	VUF _{%6,med}
OLTC+Q _{loc}	1,482	0,735	OLTC+Q _{loc}	1,269	0,606
Base	0,788	0,447	Base	0,788	0,447
Δ1	0,694	0,288	Δ1	0,481	0,159
-	-	-	-	-	-
OLTC+Q _{loc}	1,482	0,735	OLTC+Q _{loc}	1,269	0,606
OLTC	1,452	0,727	OLTC	1,247	0,591
Δ2	0,030	0,008	Δ2	0,023	0,014

(c)

(d)

Tabella 5.3: Confronto tra i valori del fattore di sbilanciamento delle tensioni al nodo 6 nella rete con regolazione dell'OLTC e locale rispetto al caso base e con regolazione dell'OLTC e locale rispetto alla sola regolazione con OLTC negli scenari E2, F2, G2 e H2. I valori sono da intendersi in percentuale.

Caso E2	U _{neutro,max}	U _{neutro,med}	Caso F2	U _{neutro,max}	U _{neutro,med}
OLTC+Q _{loc}	0,03638	0,00990	OLTC+Q _{loc}	0,03616	0,00998
Base	0,03642	0,00997	Base	0,03642	0,00997
Δ	-0,12%	-0,71%	Δ	-0,71%	0,07%

(a)

(b)

Caso G2	U _{neutro,max}	U _{neutro,med}	Caso H2	U _{neutro,max}	U _{neutro,med}
OLTC+Q _{loc}	0,03604	0,01004	OLTC+Q _{loc}	0,03670	0,01004
Base	0,03642	0,00997	Base	0,03642	0,00997
Δ	-1,04%	0,73%	Δ	0,76%	0,77%

(c)

(d)

Tabella 5.4: Confronto tra i valori medi e massimi del potenziale di neutro nella rete con regolazione dell'OLTC e locale rispetto al caso base negli scenari E2, F2, G2 e H2. I valori sono da intendersi in p.u. ove non diversamente indicato.

Caso E2	$P_{persa,tot}$	Caso F2	$P_{persa,tot}$
OLTC+ Q_{loc}	162,47	OLTC+ Q_{loc}	162,02
Base	161,74	Base	161,74
$\Delta 1$	0,45%	$\Delta 1$	0,18%
-	-	-	-
OLTC	161,19	OLTC	160,87
Base	161,74	Base	161,74
$\Delta 2$	-0,34%	$\Delta 2$	-0,54%

(a)

(b)

Caso G2	$P_{persa,tot}$	Caso H2	$P_{persa,tot}$
OLTC+ Q_{loc}	161,88	OLTC+ Q_{loc}	161,90
Base	161,74	Base	161,74
$\Delta 1$	0,09%	$\Delta 1$	0,10%
-	-	-	-
OLTC	160,71	OLTC	160,77
Base	161,74	Base	161,74
$\Delta 2$	-0,64%	$\Delta 2$	-0,60%

(c)

(d)

Tabella 5.5: Confronto tra le perdite attive nella rete con regolazione dell'OLTC e locale rispetto al caso base e con regolazione dell'OLTC e locale rispetto alla sola regolazione con OLTC negli scenari E2, F2, G2 e H2. I valori sono da intendersi in kWh, ove non diversamente indicato

eccessiva, si verifica uno squilibrio istantaneo tra la potenza reattiva immessa dal generatore e quella richiesta dal carico e il modulo della corrente risultante aumenta. Inoltre il flusso di potenza reattiva si dirama verso gli altri rami della rete aumentando il modulo delle correnti anche negli altri rami ove il flusso si dirige.

5.4 L'influenza della tipologia di carico sulle perdite di rete

La tipologia di carichi connessi alla rete di distribuzione di bassa tensione influenza l'andamento delle perdite attive che si manifestano durante il funzionamento. È già stato introdotto il metodo ZIP in [1] e [36], secondo il quale i carichi modificano l'assorbimento di potenza in funzione della tensione di alimentazione seguendo le 5.3 e 5.4:

$$P = P_n \left(Z_p \left(\frac{V_i}{V_n} \right)^2 + I_p \frac{V_i}{V_n} + P_p \right) \quad (5.3)$$

$$Q = Q_n \left(Z_q \left(\frac{V_i}{V_n} \right)^2 + I_q \frac{V_i}{V_n} + P_q \right) \quad (5.4)$$

dove P e Q rappresentano la potenza attiva e reattiva assorbita dal carico a una determinata tensione V_i e P_n e Q_n sono la potenza attiva e reattiva assorbite in condizioni nominali $V = V_n$. I termini Z , I e P rappresentano i coefficienti per un carico a impedenza, corrente e potenza costante e le relative dipendenze sono in generali differenti per la potenza attiva e reattiva. In

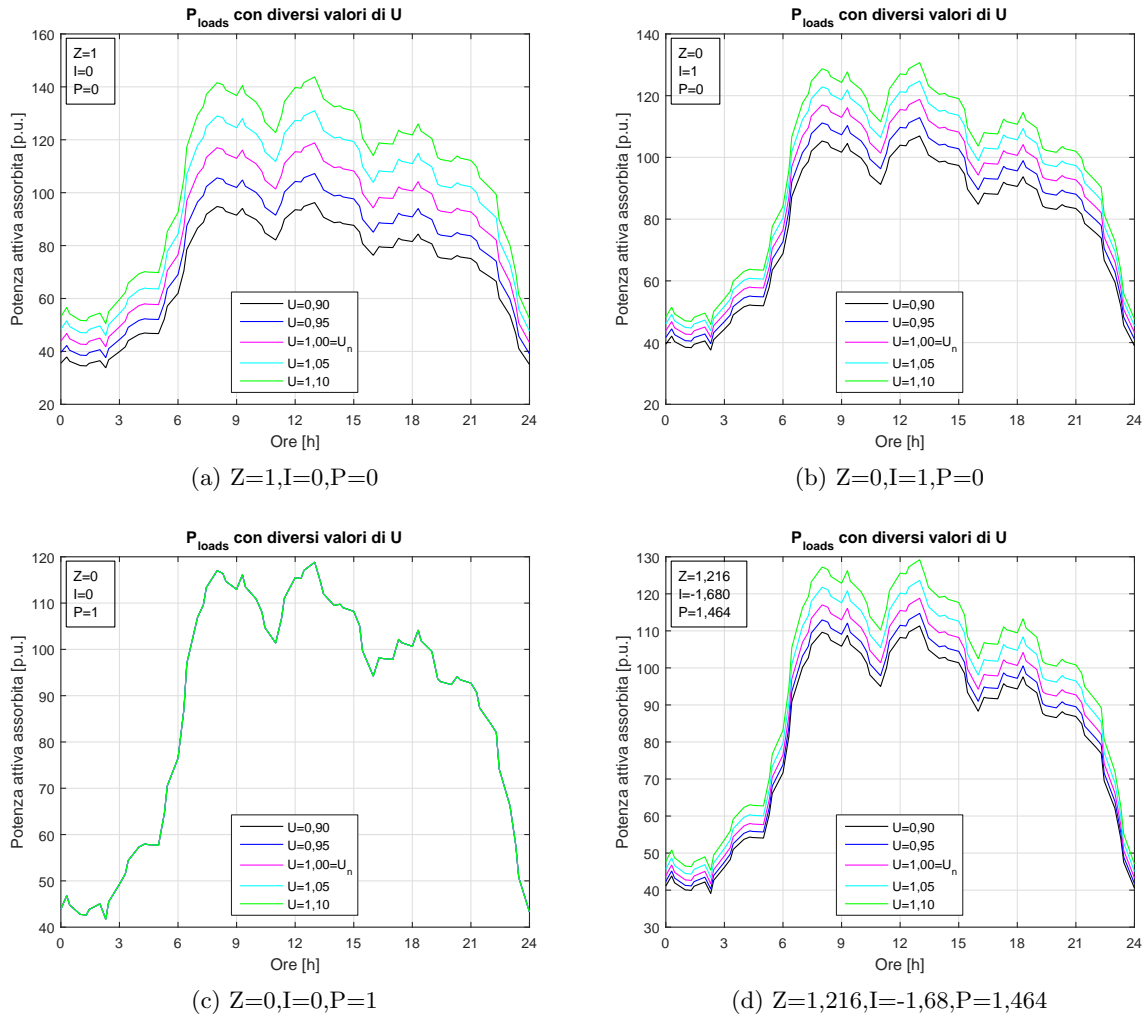


Figura 5.9: Confronto tra la potenza attiva complessivamente assorbita dai carichi della rete passiva nello scenario base considerando diverse composizioni dei parametri Z, I, P al variare della tensione di alimentazione

figura 5.9 sono riportate le potenze attive complessivamente richieste dai carichi della rete nello scenario base con rete passiva al variare della tensione di alimentazione e trascurando le cadute di tensione tra il secondario del trasformatore e i nodi di carico.

Se i carichi sono a impedenza costante (fig. 5.9a), la potenza attiva assorbita aumenta con il quadrato della tensione espressa in p.u., mentre se sono a corrente costante, l'assorbimento è proporzionale alla tensione di alimentazione (fig.5.9b). Infine se i carichi sono a potenza costante, il valore della potenza assorbita non varia con la tensione di alimentazione (figura 5.9c). La curva magenta rappresenta l'assorbimento di potenza attiva quando tutti i nodi di carico sono alimentati a $U_n = 1.0$ p.u..

In tale situazione, è evidente che i minori assorbimenti si verificano lavorando a tensioni ridotte con carichi a impedenza costante. In figura 5.9d viene rappresentata la configurazione utilizzata per lo studio della rete elettrica di distribuzione di questa tesi.

In questo paragrafo si vuole confrontare l'effetto sulle perdite nella rete dovuto a una variazione della composizione dei carichi presenti.

Per fare questo è necessario ricordare che le perdite attive sono proporzionali al quadrato

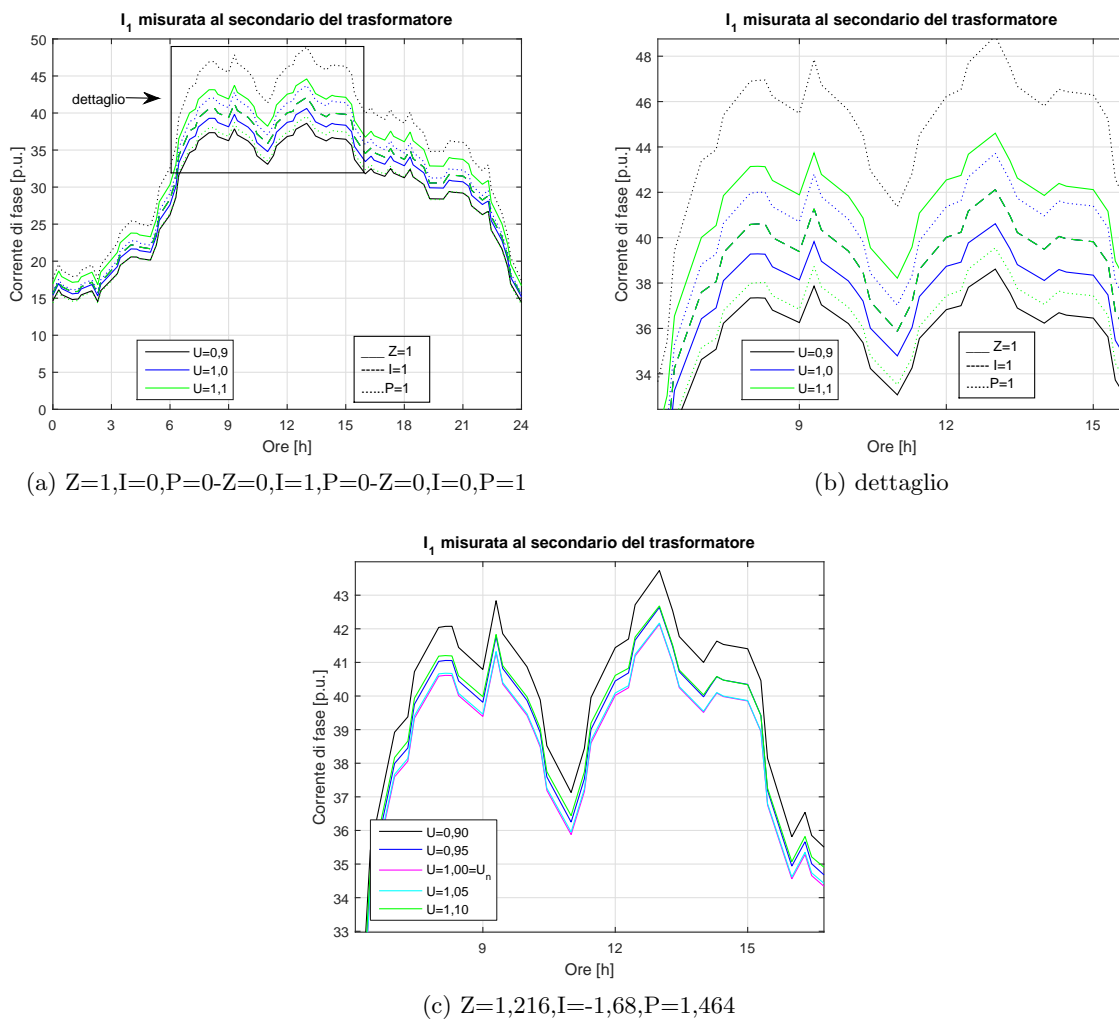


Figura 5.10: Confronto tra il modulo della corrente della fase 1 assorbita al secondario del trasformatore dai carichi della rete passiva nello scenario base considerando diverse composizioni dei parametri Z,I,P al variare della tensione di alimentazione

del modulo della corrente che transita nei conduttori del sistema. Le correnti assorbite dai carichi dipendono dalla potenza istantaneamente assorbita, che è funzione della tensione di alimentazione e della composizione ZIP. Considerando per semplicità la fase 1 della rete passiva nella configurazione base e misurando il valore del modulo della corrente erogata verso la rete al secondario del trasformatore, si verifica che l'assorbimento di corrente aumenta all'aumentare della tensione di alimentazione per un carico a impedenza costante, che diminuisce all'aumentare della tensione per un carico a potenza costante e che non varia se il carico è a corrente costante (figure 5.10a e 5.10b). Nella configurazione utilizzata per lo studio della rete (figura 5.10c) la dipendenza è più complessa, ma si verifica che la curva delle correnti assorbite in funzione della tensione di alimentazione ha un andamento parabolico, con minimo compreso tra 1 e 1,05 (curve magenta e ciano).

Fino a questo punto sono state trascurate le cadute di tensione tra il secondario del trasformatore e i nodi di carico. Eliminando questa semplificazione, si devono considerare valori diversi per le tensioni di alimentazione per ogni fase di ogni nodo. Si introduca anche la regolazione dell'OLTC e si consideri la tensione di riferimento per la regolazione come parametro rispetto

al quale tracciare la curva delle perdite nella rete.

L'espedito di alimentare i carichi a tensione ridotta, noto come CVR¹, è oggetto di studio e viene adottato in alcuni paesi, come ad esempio in alcune zone degli Stati Uniti, e viene attuato con il fine di ridurre le correnti nel sistema, ma anche di aumentare l'ampacity dei cavi.

Se la rete è interamente composta da carichi a corrente costante ($Z=0$, $I=1$, $P=0$), le perdite sono indipendenti dalla tensione di alimentazione, dal momento che l'assorbimento di corrente dei carichi è costante al variare di U_{rif} (curva verde di figura 5.13b).

Infine, se la rete è composta unicamente da carichi a potenza costante ($Z=0$, $I=0$, $P=1$), la corrente assorbita aumenta al diminuire della tensione di alimentazione e di conseguenza le perdite sono inversamente proporzionali a U_{rif} (curva magenta di figura 5.13b).

La maggior parte degli studi ad oggi presenti considera una delle tre situazioni sopra riportate. Tuttavia, la composizione reale dei carichi connessi a una rete elettrica è data dalla compresenza di tipologie di carico estremamente diverse, cosicché il valore effettivo assunto dai coefficienti Z , I e P può essere estremamente variabile e portare a risultati inaspettati. Inoltre è da considerare che i suddetti coefficienti, oltre ad essere funzione della tipologia di carico, sono soggetti a variazioni stagionali.

Si consideri per esempio un profilo puramente residenziale con consumi annui compresi nell'intervallo 2897-3897 kWh. L'indagine condotta in [36] ha ricavato la composizione tipica per tale profilo, i cui carichi risultano essere composti come elencato in tabella 5.6:

Carico	Z	I	P	% sul totale
Condizionatore	1,17	-1,83	1,66	68,19
Frigorifero	1,17	-1,83	1,66	8,83
Lampada Fluorescenti	-0,63	1,66	-0,03	5,85
Lampada Incandescenza	0,47	0,63	-0,1	7,1
PC Portatile	-0,28	0,5	1,06	1,59
PC	0,2	-0,3	1,1	4,04
TV	0,33	-0,57	1,24	3,68
Consolle	-0,63	1,23	0,4	0,72

Tabella 5.6: Composizione percentuale di un carico puramente residenziale con indicazione dei valori di Z , I e P ricavato dai valori stimati in [36]

I valori complessivi dei coefficienti ZIP si ricavano pesando i singoli coefficienti con la percentuale del relativo carico sul totale della composizione scelta. Nel caso illustrato si ricava:

- $Z=1,56$
- $I=-2,49$
- $P=-1,96$

L'andamento della potenza dissipata nella rete per il caso trattato viene riportato in figura 5.13c e la risultante ha un andamento parabolico, ove prevale l'influenza dei carichi a impedenza costante per i valori di tensione $U_{rif} > 1$ e a potenza costante per valori di $U_{rif} < 1$. In figura è riportato anche il valore delle perdite attive con il contributo della regolazione locale. Ne consegue che, per minimizzare le perdite attive nella rete, si dovrebbe lavorare con valori di alimentazione prossimi a 1 p.u. e l'applicazione della CVR comporterebbe degli aumenti delle correnti e quindi delle perdite attive nel sistema.

¹Conservative Voltage Reduction

Similmente, si consideri una composizione tipica di carichi presenti in una struttura alberghiera (tabella 5.7). La media pesata dei coefficienti delle tipologie di carico, fornisce i seguenti valori:

- $Z=0.76$
- $I=-0.52$
- $P=0.76$

ove è ancora presente un minimo, questa volta centrato attorno a 0.96-0.99 p.u. (figura 5.13c). In questo caso il CVR è efficace, a patto di portare il punto di lavoro della rete nell'intervallo sopra indicato.

Carico	Z	I	P	% sul totale	
				Est	Inv
Compressore 3F	0.24	-0.23	0.99	24.7	5.68
Compressore 1F	0.71	-0.46	-0.17	6.48	22.3
Minibar	2.5	-4.1	2.6	16.7	11.5
Aspirapolvere	1.18	-0.38	0.2	0.59	0.41
Macchina caffè	0.13	1.62	-0.75	1.39	9.06
TV	0.11	-0.17	1.06	0.11	0.16
Ballast	0.22	-0.5	1.28	2.99	2.15
Lampada Incandescenza	0.47	0.63	-0.1	0.14	0.1
Riscaldamento	0.64	0.59	-0.23	43.5	3.33
Frigorifero	1.17	-1.83	1.66	2	1.38
Ventola	-0.47	1.71	-0.24	5.24	6.04
Ascensore	0.4	-0.72	1.32	6.62	6.8
Lampada ioduri metallici	1	-2.02	2.02	2.5	1.91
Lampada LED	0.58	1.13	-0.71	0.04	0.02
Lampada alogena	0.46	0.64	-0.1	0.05	0.04
Lampada fluorescente	0.81	-1.03	1.22	5.74	4.32
Forno microonde	1.39	-1.96	1.57	2.53	8.69

Tabella 5.7: Composizione percentuale di un carico di una struttura alberghiera con indicazione dei valori di Z, I e P ricavato dai valori stimati in [36]

Ancora, un carico puramente industriale, ricavato dai coefficienti ottenuti in [36] - $Z=1.21$, $I=-1.61$, $P=1.41$ - ha una curva $P_{persa} - U_{rif}$ con andamento riportato in figura 5.13c: diversamente dai casi precedenti, si ottiene una riduzione della potenza assorbita - e quindi dissipata, portando la rete attorno a un punto di lavoro compreso nell'intervallo 1.03-1.05 p.u..

Una rete di distribuzione di bassa tensione è tuttavia composta in genere da più utenti, ognuno dei quali ha una caratterizzazione di carichi differente e la semplificazione introdotta con gli esempi precedenti risulta non più attuabile.

Nel Capitolo IV sono stati ricavati i coefficienti Z, I e P utilizzati nelle simulazioni: essi sono una media pesata con le potenze installate di una serie di carichi residenziali, commerciali e industriali ove $Z=1.213$, $I=-1.68$ e $P=1.464$. Le perdite della rete in funzione della tensione di alimentazione sono rappresentate in figura 5.13a e presentano un andamento parabolico con un minimo centrato attorno al punto 1.01 p.u.. Per tale motivo si è constatato che le regolazioni studiate nel Capitolo IV tendono a diminuire leggermente le perdite della rete quando avvicinano il valore delle tensioni al riferimento unitario.

Le figure 5.11 e 5.12 riportano il valore delle perdite attive totali per $U_{rif} = 0.96, 1$ e 1.04 p.u. per le sette composizioni di ZIP introdotte in questo paragrafo, ognuna delle quali è valutata senza regolazione, con regolazione dell'OLTC sincrono, con regolazione dell'OLTC e capability rettangolare e infine con OLTC e capability semicircolare. Le curve dell'andamento delle potenze dissipate in funzione della tensione di alimentazione confermano quanto esposto in precedenza.

In più si possono ricavare le seguenti considerazioni di carattere generale:

- A eccezione dei carichi a impedenza costante, l'intervento dell'OLTC permette una leggera riduzione delle perdite della rete, grazie alla riduzione dello scarto quadratico medio delle tensioni rispetto al riferimento unitario. Se il riferimento è diverso da 1 p.u. valgono invece le considerazioni sopra riportate e sono diverse per le specifiche composizioni di carico
- L'intervento della regolazione locale genera un aumento delle perdite nella rete, a causa dei maggiori transiti di potenza reattiva con conseguente aumento delle correnti e delle dissipazioni. Tale aumento è tanto più marcato quanto più sono elevati i valori di potenza reattiva scambiata e risulta perciò maggiormente incisivo utilizzando una curva di capability semicircolare.

In definitiva si può affermare che l'andamento delle perdite in una rete regolata non è determinabile aprioristicamente, ma varia in funzione della composizione dei carichi presenti nella rete studiata. L'utilizzo della tecnica CVR per la riduzione delle perdite attive sembra pertanto essere efficace solo nel caso in cui i carichi presenti siano assimilabili a carichi a impedenza costante, mentre una composizione eterogenea può modificare radicalmente l'effetto che la regolazione presenta sulle perdite attive. Inoltre l'effetto della regolazione dell'OLTC può contribuire ad aumentare o a diminuire l'entità delle dissipazioni, in dipendenza dal valore di riferimento scelto per la regolazione, data una determinata composizione di carichi.

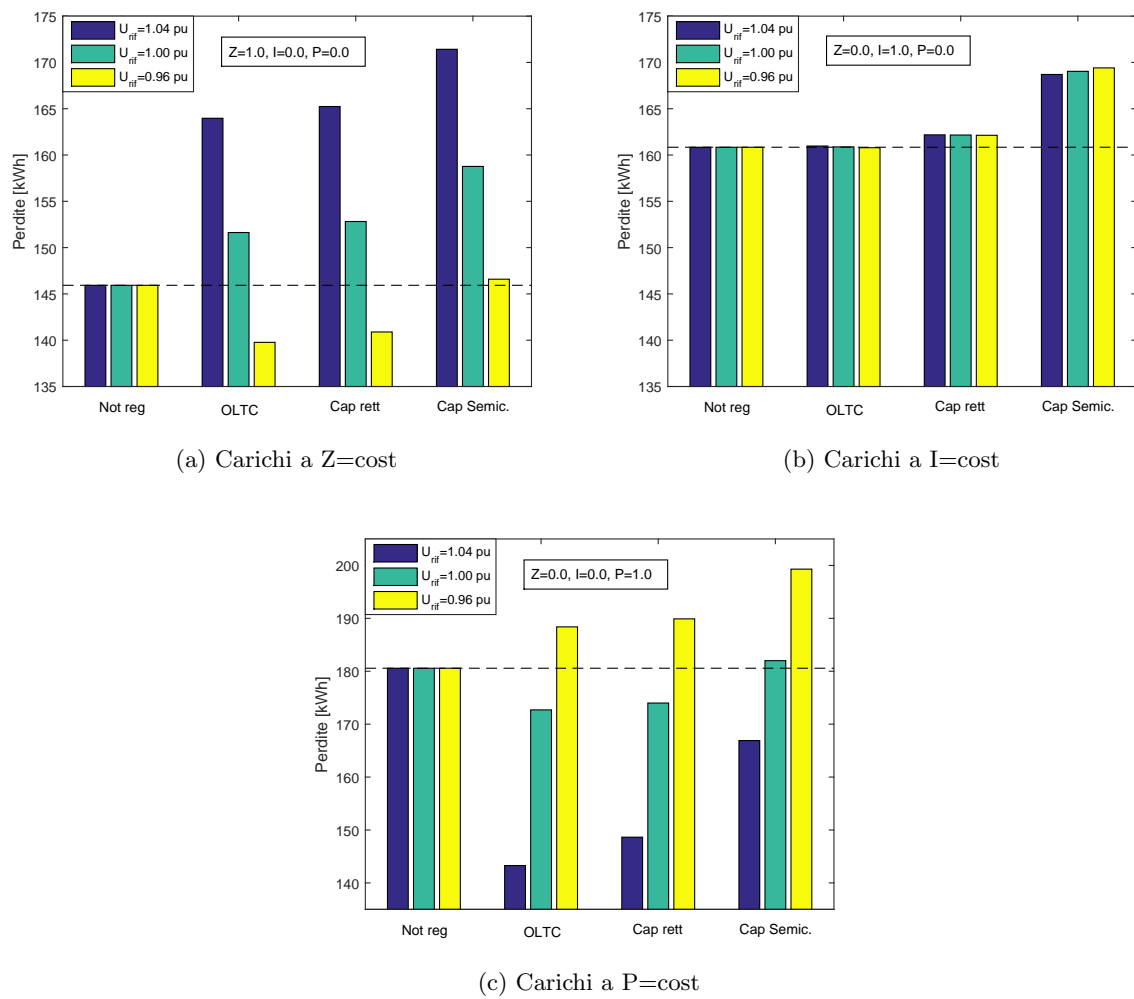


Figura 5.11: Perdite attive nella rete con regolazione locale+OLTC, con OLTC e senza regolazione per carichi a Z , I e P costante rispettivamente con $U_{rif} = 0.96, 1$ e 1.04 p.u.

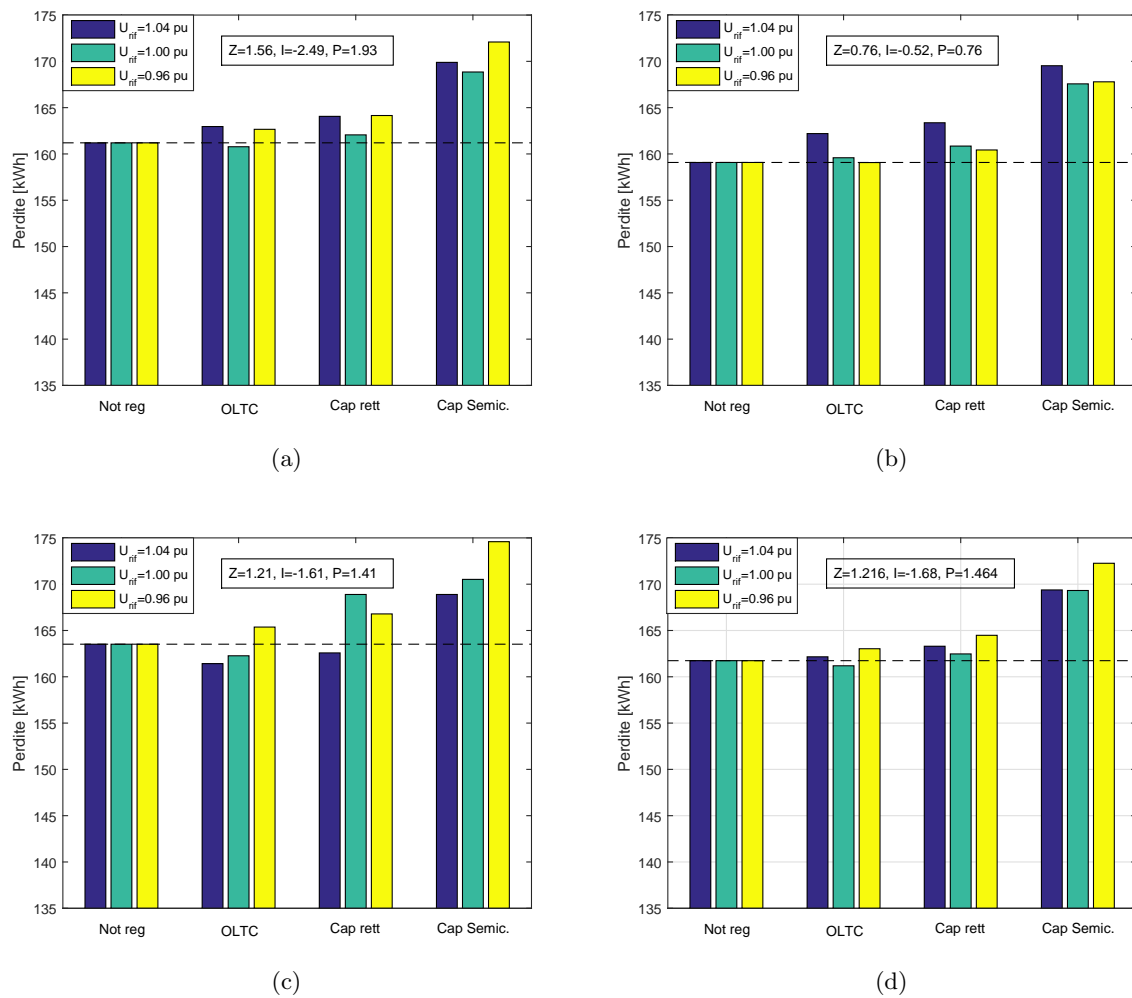


Figura 5.12: Perdite attive nella rete con regolazione locale+OLTC, con OLTC e senza regolazione per carichi composizione mista con $U_{rif} = 0.96, 1$ e 1.04 p.u.. La figura (d) rappresenta la composizione utilizzata per lo studio della regolazione in questo capitolo

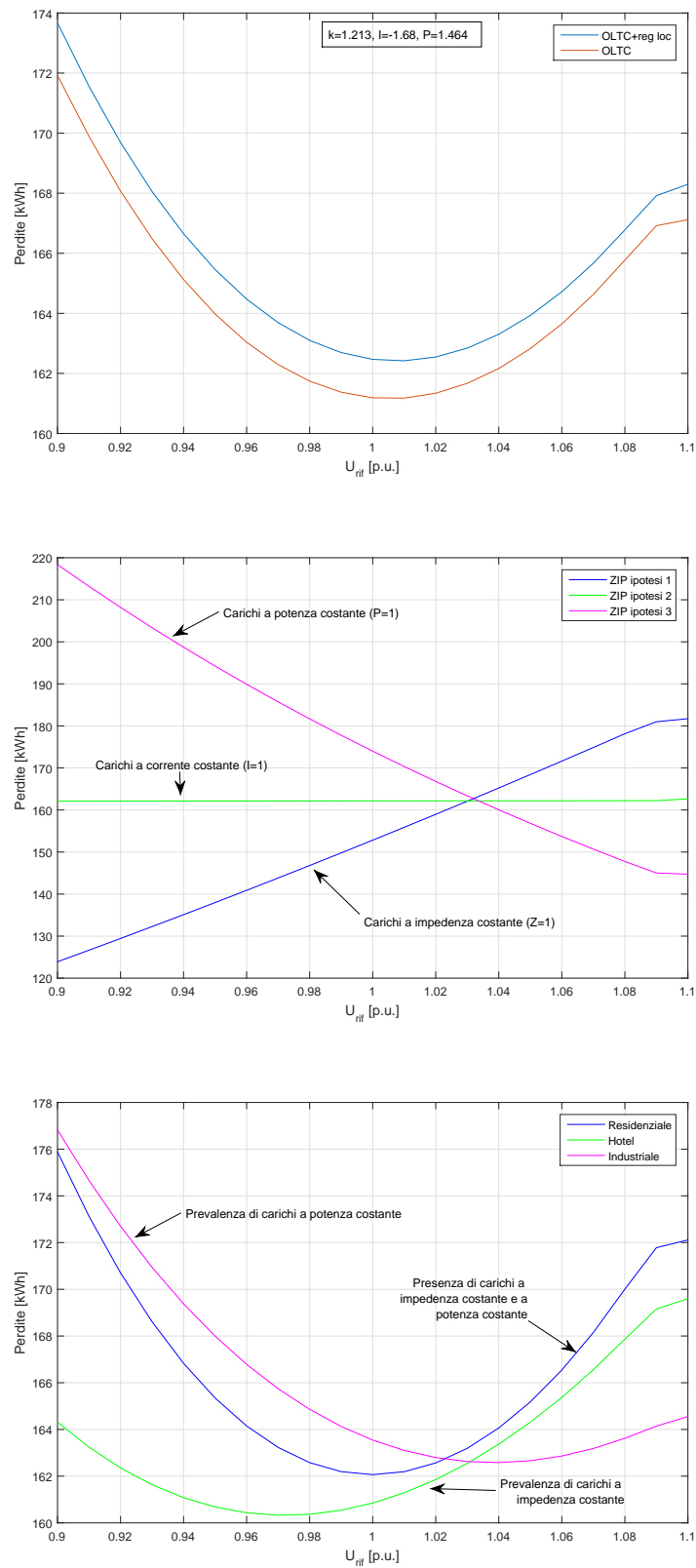


Figura 5.13: $P_{persa} = f(U_{riif})$ per $0,9 \leq U_{riif} \leq 1,1$ con diverse configurazioni dei coefficienti ZIP

5.5 Valutazione della regolazione su base annua

La simulazione viene ora estesa con passo orario all'intero anno (8.760 passi di simulazione) e si valuta l'andamento delle tensioni massime e minime assolute nella rete regolata al fine di verificare che i risultati ottenuti per le simulazioni condotte su base giornaliera siano estendibili alle condizioni di carico e generazione che si manifestano durante l'anno.

In particolare è da ricordare che le curve di carico variano secondo i fattori di utilizzazione indicati in tabella 5.8. Si presenta dunque una forte variabilità tanto nelle potenze assorbite dai carichi, quanto nelle potenze generate dai sistemi fotovoltaici presenti.

Mese	Res	Ind	Com	PV
Gen	0,63	0,78	0,97	0,12
Feb	0,63	0,83	0,99	0,36
Mar	0,55	1,11	0,70	0,50
Apr	0,54	0,98	0,59	0,48
Mag	0,51	0,91	0,55	0,67
Giu	0,51	0,95	0,55	1,00
Lug	0,50	0,96	0,54	0,72
Ago	0,50	0,93	0,53	0,63
Set	0,52	0,95	0,57	0,61
Ott	0,59	1,08	0,65	0,35
Nov	0,63	0,81	1,00	0,12
Dic	0,63	0,78	0,95	0,12

(a)

Giorno	Res	Ind	Com
Lun	0,85	0,87	0,69
Mar	0,86	0,96	0,71
Mer	0,86	0,99	0,73
Gio	0,86	0,99	0,73
Ven	0,86	0,97	0,72
Sab	0,83	0,13	0,98
Dom	0,76	0,11	0,36

(b)

Tabella 5.8: Fattore di utilizzazione K_u per i mesi dell'anno e per i giorni settimanali suddivisi per tipologia di carico

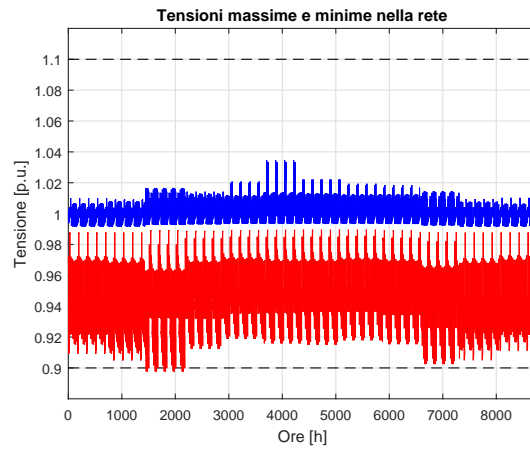
Per esempio, il valore massimo del fattore di utilizzazione varia tra:

- 0,38 (domeniche estive) e 0,55 (giorni infrasettimanali invernali) per un carico residenziale
- 0,09 (domeniche di gennaio) e 1,10 (giovedì di marzo) per un carico industriale
- 0,19 (domeniche di gennaio) e 0,98 (sabati di novembre) per un carico commerciale

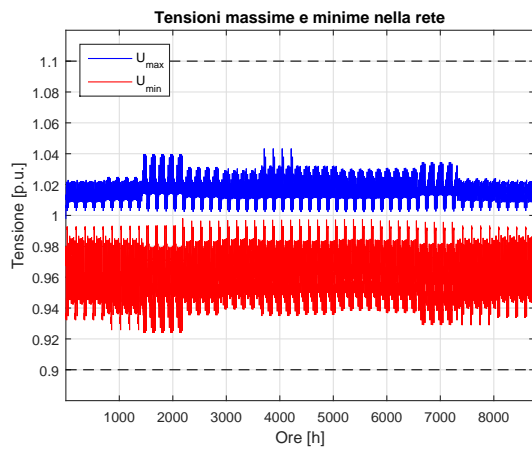
mentre la produzione degli impianti fotovoltaici è massima in giugno (coefficiente 1) e minima nei mesi di novembre, dicembre e gennaio (coefficiente 0,12).

Si può notare anzitutto che la rete, nella conformazione base non regolata, ha dei picchi di carico molto consistenti nel periodo invernale e dei picchi di produzione che tendono a innalzare le tensioni massime durante i periodi estivi (figura 5.14a). Senza introdurre alcuna regolazione, la tensione U_2 assumerebbe, in alcuni periodi dell'anno, dei valori inferiori ai minimi consentiti ($U_2 < 0,9$ p.u.).

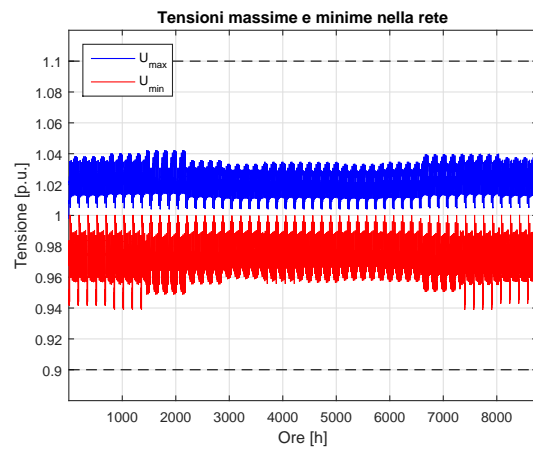
Dalle figure 5.14b, 5.14c, 5.14d e 5.14e si apprezza come tutti gli algoritmi di controllo introdotti siano in grado di riportare le tensioni massime e minime entro l'intervallo di funzionamento previsto dalla CEI EN 50160 e sono dunque certamente efficaci nel correggere le deviazioni eccessive dai valori di riferimento anche considerando la grande variabilità delle condizioni che si verificano durante l'anno. In particolare, i dati riportati in tabella 5.9 confermano che il controllo sincrono del tap-changer è il meno efficace nel ridurre gli scarti quadratici medi delle tensioni regolate rispetto al riferimento, lasciando l'intervallo tra la minima e massima tensione che si verifica in rete praticamente inalterato. Ciononostante, riesce a aumentare il valore della



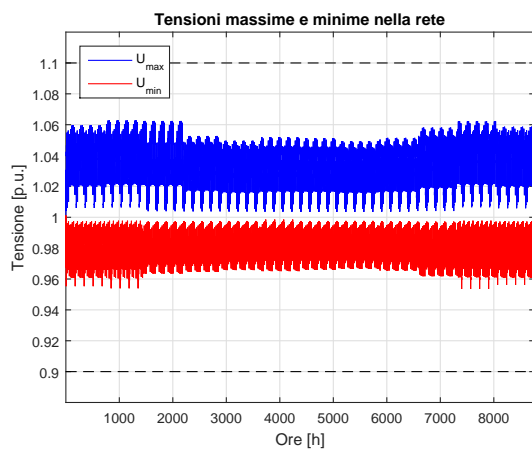
(a) Scenario base



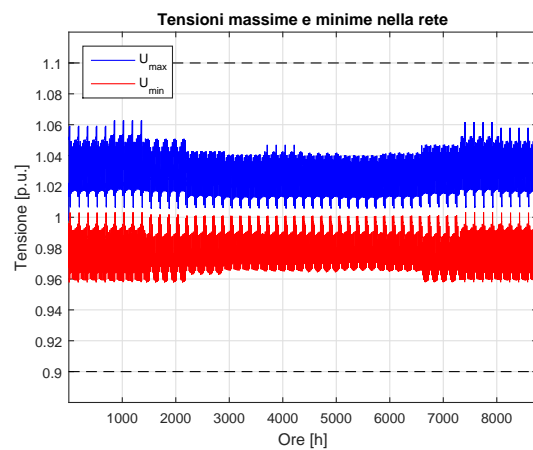
(b) Scenario E1



(c) Scenario F1

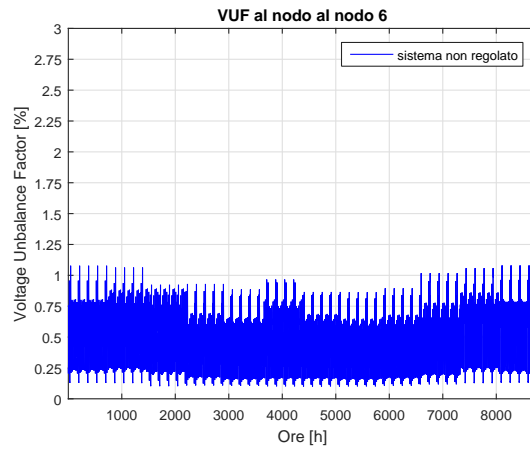


(d) Scenario G1

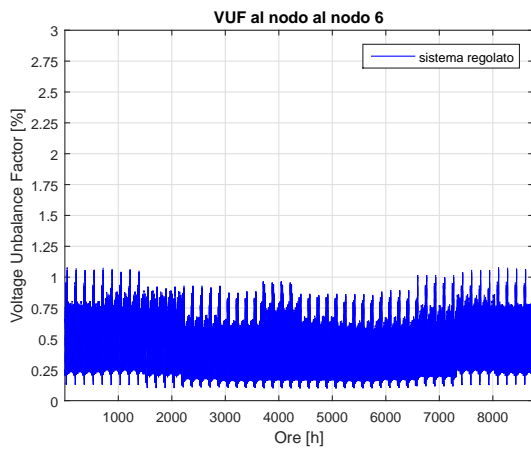


(e) Scenario H1

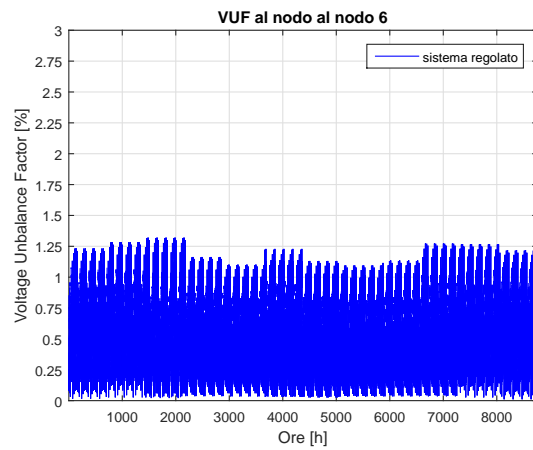
Figura 5.14: Andamento temporale delle tensioni massime e minime della rete durante l'anno solare negli scenari base, E1, F1, G1, H1



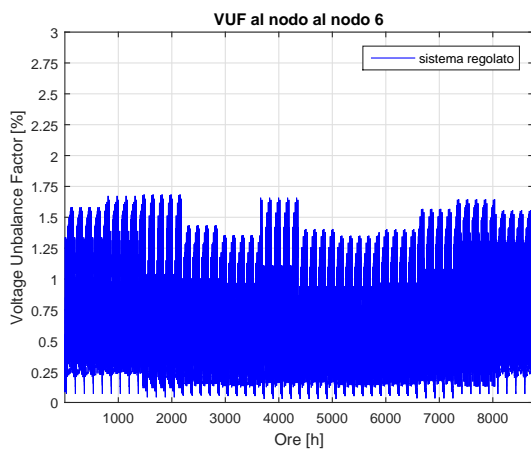
(a) Scenario base



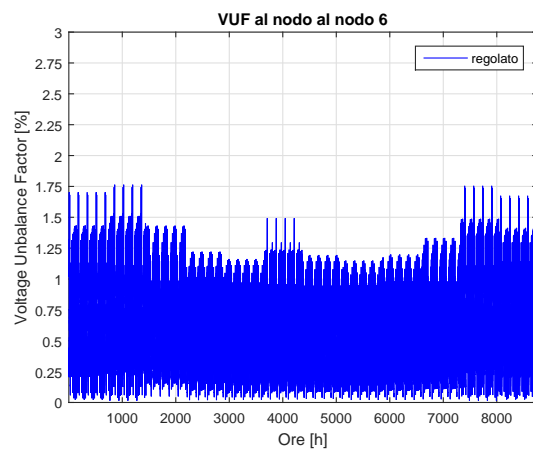
(b) Scenario E1



(c) Scenario F1



(d) Scenario G1



(e) Scenario H1

Figura 5.15: Andamento temporale del VUF al nodo 6 rete durante l'anno solare negli scenari base, E1, F1, G1, H1

Caso E1	$\sigma_{1,year}$	$\sigma_{2,year}$	$\sigma_{3,year}$	ΔU	VUF _{6,max}	VUF _{6,med}	P _{persa,tot}
OLTC	0,0082	0,0204	0,0195	0,120	1,061%	0,476%	54,58
Base	0,0148	0,0339	0,0305	0,137	1,081%	0,489%	54,95
Δ	-44,59%	-39,82%	-36,07%	-0,017	-0,020%	-0,013%	-0,66%

(a)

Caso F1	$\sigma_{1,year}$	$\sigma_{2,year}$	$\sigma_{3,year}$	ΔU	VUF _{6,max}	VUF _{6,med}	P _{persa,tot}
OLTC	0,0063	0,0144	0,0125	0,103	1,322%	0,479%	54,58
Base	0,0148	0,0339	0,0305	0,137	1,081%	0,489%	54,95
Δ	-57,43%	-57,52%	-59,02%	-0,033	0,240%	-0,010%	-0,66%

(b)

Caso G1	$\sigma_{1,year}$	$\sigma_{2,year}$	$\sigma_{3,year}$	ΔU	VUF _{6,max}	VUF _{6,med}	P _{persa,tot}
OLTC	0,0066	0,0143	0,0129	0,109	1,685%	0,670%	54,55
Base	0,0148	0,0339	0,0305	0,137	1,081%	0,489%	54,95
Δ	-55,41%	-57,82%	-57,70%	-0,027	0,604%	0,181%	-0,73%

(c)

Caso H1	$\sigma_{1,year}$	$\sigma_{2,year}$	$\sigma_{3,year}$	ΔU	VUF _{6,max}	VUF _{6,med}	P _{persa,tot}
OLTC	0,0062	0,0139	0,0122	0,105	1,764%	0,596%	54,58
Base	0,0148	0,0339	0,0305	0,137	1,081%	0,489%	54,95
Δ	-58,11%	-59,00%	-60,00%	-0,032	0,683%	0,107%	-0,67%

(d)

Tabella 5.9: Confronto tra gli scarti quadratici medi delle tensioni, l'intervallo tra il massimo e minimo assoluto delle tensioni, il VUF al nodo 6 e le perdite attive nella rete con regolazione dell'OLTC rispetto al caso base negli scenari E1, F1, G1 e H1. I valori degli scarti quadratici medi e di ΔU sono da intendersi in p.u., quelli riferiti al VUF in percentuale e le potenza dissipate in MWh, ove non diversamente indicato

tensione minima assoluta evitando che essa ricada al di sotto dei limiti consentiti. Gli altri tre metodi di controllo presentano riduzioni di $\sigma_{1,year}$, $\sigma_{2,year}$ e $\sigma_{3,year}$ di valore paragonabile, senonché il ΔU è maggiormente ridotto negli algoritmi che considerano come nodi monitorati quelli posizionati lungo la dorsale principale, piuttostoché i nodi di carico stessi. È da segnalare peraltro che gli scenari G1 e H1 - scelta del nodo dinamica - sono caratterizzati da picchi di tensione abbastanza elevati, ma la cui deviazione è compensata dall'innalzamento marcato dei valori minimi.

Per quanto riguarda il fattore di sbilanciamento delle tensioni al nodo 6, i cui andamenti sono riportati nelle figure 5.15a, 5.15b, 5.15c, 5.15d e 5.15e, si nota che i picchi massimi raggiunti sono ancora inferiori alla soglia del 2% e pertanto le regolazioni introdotte non creano problemi alla power quality della rete, mantenendosi ben al di sotto del limite consentito. Per contro, si assiste a un aumento generalizzato, pur se non consistente, dei picchi massimi raggiunti nella rete regolata rispetto alle simulazioni condotte su un giorno, mentre i valori medi risultano abbastanza allineati a quanto ricavato nel Capitolo IV.

Infine, non si apprezzano sostanziali variazioni delle perdite nella rete di distribuzione, la cui consistenza è correlata, come ampiamente discusso, al valore della tensione di riferimento una volta fissati i coefficienti Z, I e P. Piccole oscillazioni sono perciò imputabili esclusivamente a locali variazioni del valore medio raggiunto dalle tensioni di fase in seguito alla regolazione, che dipendono dal comportamento dell'algoritmo nelle condizioni di funzionamento incontrate.

5.6 Aumento della generazione distribuita

La motivazione principale che alimenta l'interesse per l'introduzione di trasformatori con variatore sottocarico nelle reti di distribuzione di bassa tensione è la possibilità offerta al gestore di rete di controllare attivamente il livello delle tensioni a valle della cabina di trasformazione e adattare alle condizioni che si manifestano istante per istante.

Di particolare interesse è la possibilità di gestire gli innalzamenti di tensione indotti dagli impianti di piccola generazione distribuita, nei momenti di inversione dei flussi di potenza causati dalla sovrapproduzione istantanea di energia a livello locale rispetto alle richieste di carico. In mancanza di un sistema di regolazione il gestore di rete ha come unica opzione quella di limitare la potenza dei generatori installabili, per ovviare a pericolose sovratensioni a danno degli utenti connessi o di provvedere a un rinforzo delle linee esistenti.

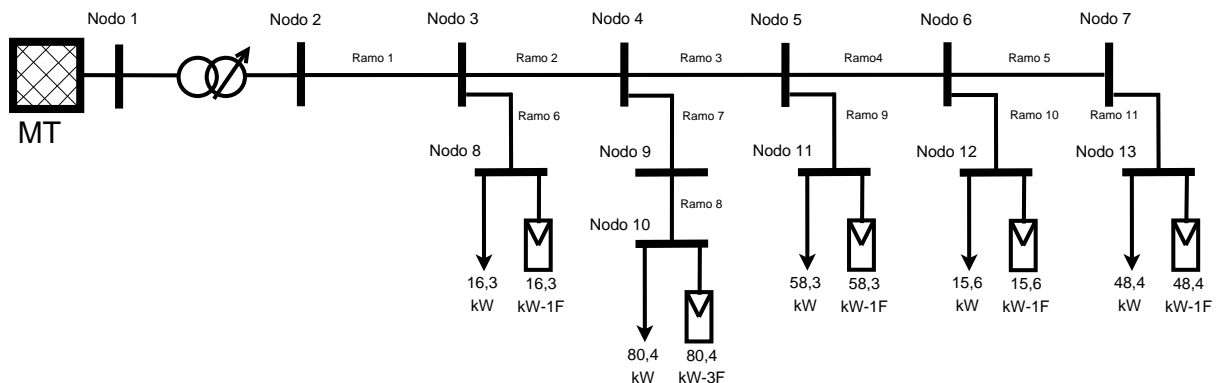


Figura 5.16: Schema elettrico della rete studiata con indicazione dei valori considerati per la potenza nominale degli impianti di generazione distribuita - scenario 3*

In questo paragrafo si ipotizza che il rapporto tra la potenza nominale complessivamente installata dei generatori e la potenza nominale totale dei carichi sia unitario ($P_{n,gen,tot} = P_{n,load,tot} = 219$ kW). Nella configurazione della rete studiata fino a questo punto i rispettivi valori erano stati assunti pari a $P_{n,gen,tot} \approx 0,38 \cdot P_{n,load,tot}$. Lo scenario base che ne deriva viene nominato 3*.

La potenza nominale dei generatori complessivamente installati su un nodo sia uguale alla potenza nominale complessivamente assorbita dai carichi a quel nodo, senza modificare la fase a cui il generatore è connesso, se monofase, o ripartendo la potenza complessiva al nodo sulle tre fasi se il generatore è trifase (fig. 5.16). I nuovi valori dei $P_{gen,k}$ sono riportati in tabella 5.10.

Nodo	Fase 1	Fase 2	Fase 3	Tot.
8	-	16,3	-	16,3
10	26,8	26,8	26,8	80,4
11	-	-	58,3	58,3
12	15,6	-	-	15,6
13	48,4	-	-	48,4

Tabella 5.10: Valori della potenza dei generatori sulle fasi dei nodi 8, 10, 11, 12 e 13 per lo scenario 3. I valori di potenza sono espressi in kW

Con un tale livello di penetrazione dei sistemi di generazione distribuita, nella rete non regolata non può essere garantito il rispetto della fascia consentita per le tensioni ai nodi degli utenti. Osservando la figura 5.20a si nota immediatamente che durante l'anno si verificano dei picchi minimi e massimi esterni all'intervallo $[0,9 \div 1,1]$ p.u.. I picchi massimi sono dovuti all'inversione dei flussi di potenza negli istanti in cui $P_{gen,k} > P_{load,k}$ e si verificano in particolare durante i mesi di massima produzione, cioè i mesi di giugno e luglio (fig. 5.17a). I picchi minimi risultano altresì più accentuati a causa del forte squilibrio che caratterizza la rete. Sono doverose due precisazioni. Le curve di carico e generazione non sono sovrapposte, cioè, pur essendo le potenze dei generatori installati in equilibrio nominale rispetto alle potenze dei carichi, vi è un consistente sbilanciamento istantaneo tra la potenza richiesta e quella prodotta. In altre parole, gli impianti fotovoltaici non producono la potenza richiesta dai carichi istante per istante, ma in un intervallo di tempo sfalsato a causa delle diverse curve di carico.

In secondo luogo, la potenza generata è estremamente sbilanciata tra le fasi ($P_{n,gen,fase1} = 90,8$ kW, $P_{n,gen,fase2} = 43,1$ kW e $P_{n,gen,fase3} = 85,1$ kW) e ciò comporta che in alcuni istanti si verifichi l'inversione del flusso di potenza per alcune fasi, mentre le altre continuano ad essere interessate da cadute di tensione. Questo aspetto è notevole in modo chiaro nella figura 5.19a), che rappresenta l'andamento delle tensioni di fase al nodo 13 in un giorno di giugno, nella configurazione base 1* e con i valori di potenza installata di tabella 5.10 - configurazione 3*. È evidente che la fase 2 (colore verde) è soggetta a una caduta di tensione molto maggiore rispetto allo scenario 1*, mentre le altre due fasi sperimentano delle sovratensioni accentuate.

La causa della maggiore caduta di tensione della fase 2 è da ricercarsi nell'elevato valore che assume il potenziale di neutro in una rete molto squilibrata, conseguenza dei motivi sopra indicati. Osservandone l'andamento al nodo 13 (5.19b), si apprezzano valori superiori a 0,09 p.u. nei mesi estivi e valori comunque elevati anche negli altri periodi, mentre nella rete base non regolata il valore del potenziale di neutro al nodo 13 assumeva valori sempre inferiori a 0,032 p.u.. Le figure 5.18a e 5.18b mostrano il forte incremento che subisce il potenziale di neutro nei nodi della rete in un giorno estivo nello scenario con elevata generazione distribuita rispetto al caso base.

Per questi motivi, la differenza tra il picco massimo e minimo delle tensioni di fase assume, nella rete non regolata, valori eccedenti l'ampiezza dell'intervallo massimo consentito: $U_{max} -$

Caso E3	$\sigma_{1,year}$	$\sigma_{2,year}$	$\sigma_{3,year}$	ΔU	VUF _{6,max}	VUF _{6,med}	P _{persa,tot}
Reg	0,0081	0,0221	0,0176	0,136	1,727%	0,554%	57,85
Not reg	0,0174	0,0391	0,0244	0,234	1,864%	0,580%	58,38
Δ	-53,45%	-43,48%	-27,87%	-0,017	-0,137%	-0,026%	-0,92%

(a)

Caso F3	$\sigma_{1,year}$	$\sigma_{2,year}$	$\sigma_{3,year}$	ΔU	VUF _{6,max}	VUF _{6,med}	P _{persa,tot}
Reg	0,0067	0,0161	0,0135	0,127	2,807%	0,654%	54,38
Not reg	0,0174	0,0391	0,0244	0,234	1,864%	0,580%	58,38
Δ	-61,49%	-58,82%	-44,67%	-0,107	0,943%	0,074%	0,32%

(b)

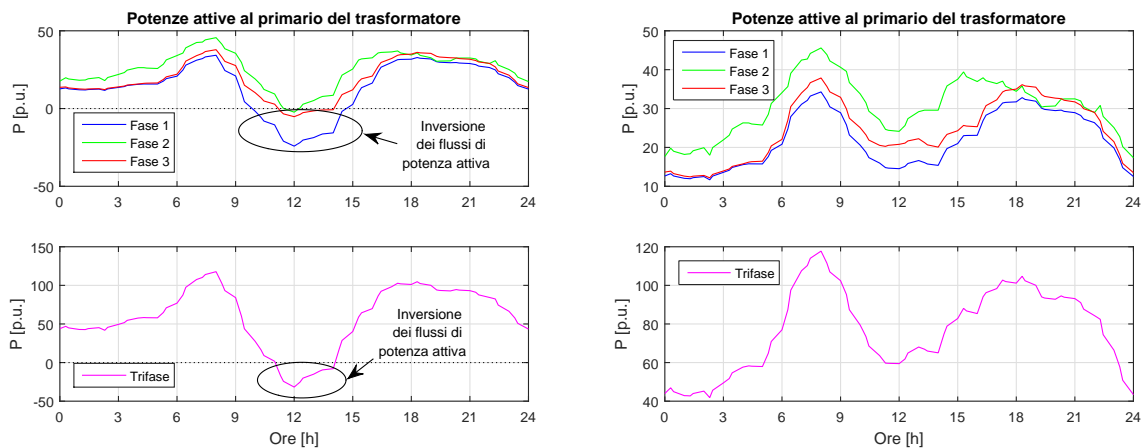
Caso G3	$\sigma_{1,year}$	$\sigma_{2,year}$	$\sigma_{3,year}$	ΔU	VUF _{6,max}	VUF _{6,med}	P _{persa,tot}
Reg	0,0069	0,0158	0,0135	0,131	3,991%	0,891%	58,58
Not reg	0,0174	0,0391	0,0244	0,234	1,864%	0,580%	58,38
Δ	-60,34%	-59,59%	-44,67%	-0,103	2,212%	0,312%	0,34%

(c)

Caso H3	$\sigma_{1,year}$	$\sigma_{2,year}$	$\sigma_{3,year}$	ΔU	VUF _{6,max}	VUF _{6,med}	P _{persa,tot}
Reg	0,0068	0,0154	0,0132	0,172	3,212%	0,765%	57,73
Not reg	0,0174	0,0391	0,0244	0,234	1,864%	0,580%	58,38
Δ	-60,92%	-60,61%	-45,90%	-0,062	1,348%	0,185%	-1,11%

(d)

Tabella 5.11: Confronto tra gli scarti quadratici medi delle tensioni, l'intervallo tra il massimo e minimo assoluto delle tensioni, il VUF al nodo 6 e le perdite attive nella rete con regolazione dell'OLTC negli scenari E3, F3, G3 e H3 e capability rettangolare rispetto al caso non regolato 3*. I valori degli scarti quadratici medi e di ΔU sono da intendersi in p.u., quelli riferiti al VUF in percentuale e le perdite attive in MWh, ove non diversamente indicato



(a) Scenario 3*

(b) Scenario base

Figura 5.17: Flussi di potenza al primario del trasformatore

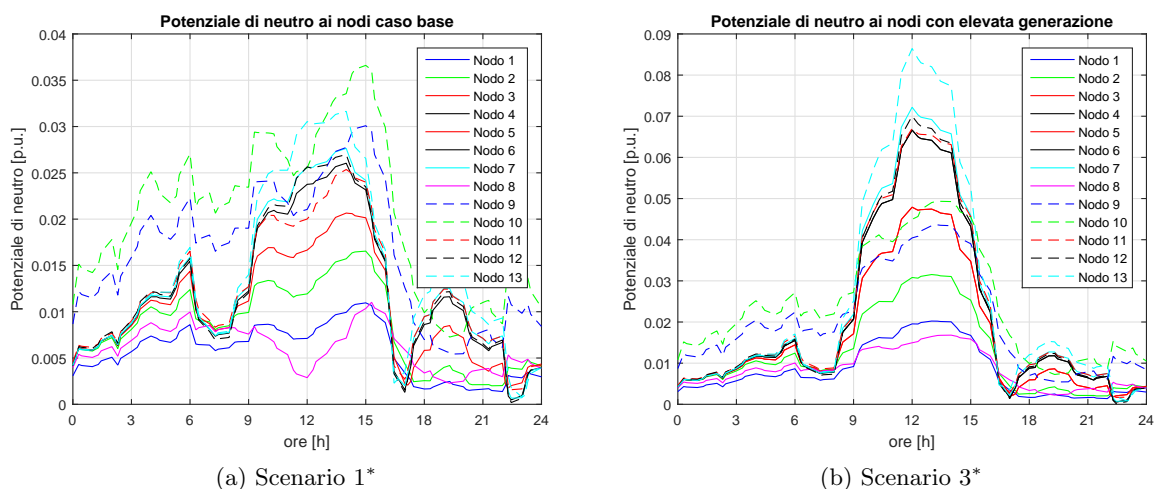


Figura 5.18: Andamento temporale del potenziale di neutro ai nodi della rete negli scenari base 1* e 3* nella giornata del 15 giugno

ramo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	tot
3*	18,94	8,41	5,40	3,36	0,70	0,62	10,10	3,83	3,14	0,43	3,45	58,38
1*	19,10	8,34	4,87	2,10	0,43	0,60	10,78	4,07	2,00	0,36	2,30	54,95
$\Delta\%$	-0,8	0,8	11,0	60,2	64,7	2,3	-6,3	-5,9	56,6	19,9	50,4	6,2

Tabella 5.12: Perdite attive nei rami della rete nella configurazione 3* (elevata penetrazione di generazione distribuita) e 1*(configurazione base). I valori sono espressi in MWh

$U_{min} = 0,234 > \Delta U_{max} = 0,20$ se centrato su 1.0 p.u..

In merito alle perdite attive, si assiste a un aumento del 6,2% (circa 3,43 MWh annui) nella rete con elevata presenza di generazione distribuita (scenario 3*). Questo aspetto è dovuto da un lato agli aumenti dei transiti di corrente in alcuni rami, in particolare quelli che connettono i nodi 11, 12 e 13 alla dorsale principale, a causa della non concomitanza della generazione con le richieste dei carichi ai nodi stessi, dall'altro al pronunciato scostamento delle tensioni dal valore di riferimento che provoca, come ampiamente discusso, un aumento delle perdite attive tanto maggiore quanto lo scostamento è elevato in modulo. Al nodo 10, invece, il picco del carico è coincidente con il picco di generazione delle fasi 1 e 2 (profili industriali) e in effetti si verifica una riduzione delle perdite attive nei rami 7 e 8 poiché viene ridotto il transito di corrente lungo questa derivazione, potendo essa essere fornita localmente.

Infine, il fattore di sbilanciamento delle tensioni al nodo 6 aumenta nel caso 3* rispetto allo scenario 1* soprattutto nei valori massimi ($VUF_{max,6,3*} = 1,864\% > VUF_{max,6,1*} = 1,081\%$) a causa dell'aumento delle correnti sulle fasi dovuto al maggior valore che assumono le potenze degli impianti di piccola generazione distribuita installati e al fatto che la maggior parte di tali impianti sia connessa in monofase.

La tabella 5.11d riporta sinteticamente i valori di alcuni indici di interesse nella rete con le regolazioni E3, F3, G3 e H3 (regolazioni con intervento dell'OLTC e della regolazione locale tramite curva di capability rettangolare) confrontate con il caso non regolato 3*. Si evince che tutti i sistemi di regolazione impiegati sono in grado di ridurre fortemente gli scarti quadratici medi delle tensioni di fase dal valore di riferimento unitario e che tale diminuzione è maggiore negli algoritmi che utilizzano un nodo della dorsale per il monitoraggio e la regolazione (F3 e H3) e più attenuata nel controllo sincrono del tap-changer (E3). Di conseguenza anche l'inter-

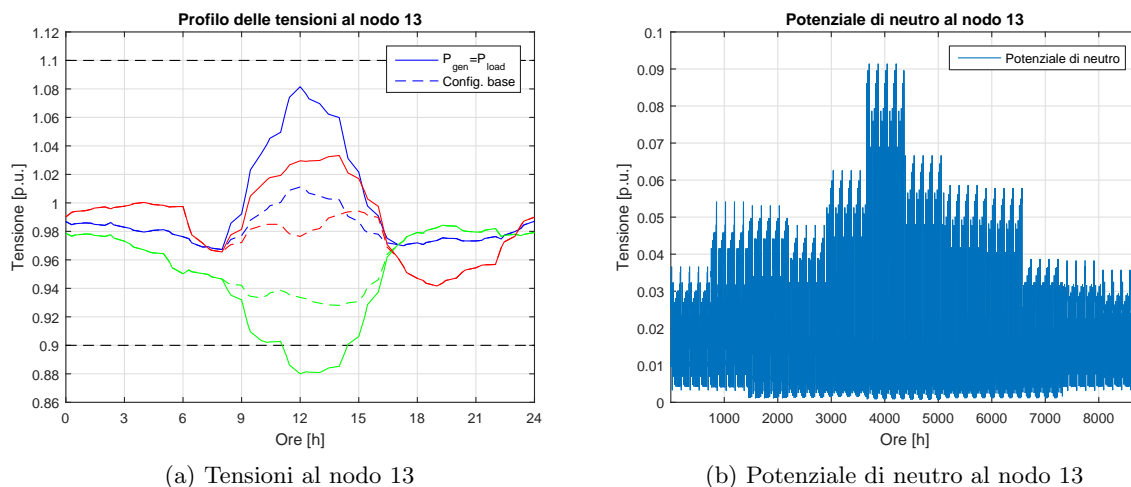
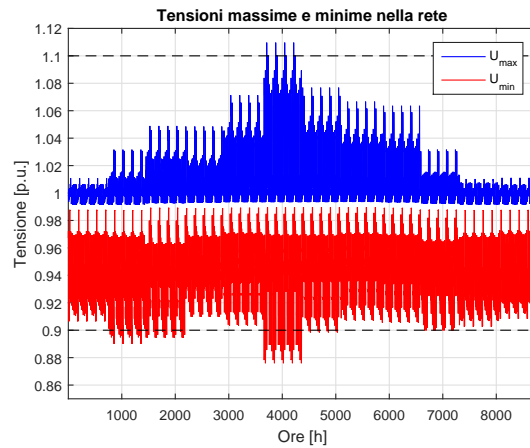


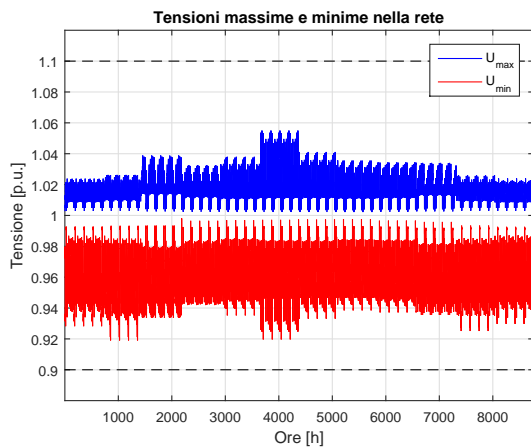
Figura 5.19: Andamento temporale delle tensioni di fase al nodo 13 nel caso base e nel caso con elevata generazione distribuita (curva blu: fase 1, curva verde: fase 2, curva rossa: fase 3) e potenziale di neutro al nodo 13 nel caso con elevata generazione distribuita

vallo $\Delta U = U_{max,ass} - U_{min,ass}$ sperimenta delle forti riduzioni (-0,107 p.u. nello scenario F3), rendendo efficace l'impiego dell'OLTC nella rete studiata. È interessante notare che i valori indicati sono frutto della regolazione congiunta operata dagli inverter con capability rettangolare e del trasformatore con variatore sottocarico installato in cabina. In assenza di regolazione locale il rispetto dei limiti di tensione imposti nei punti di connessione degli utenti può essere garantito solo con le regolazioni F3 e G3, non essendo negli altri casi sufficiente l'intervento del solo tap-changer.

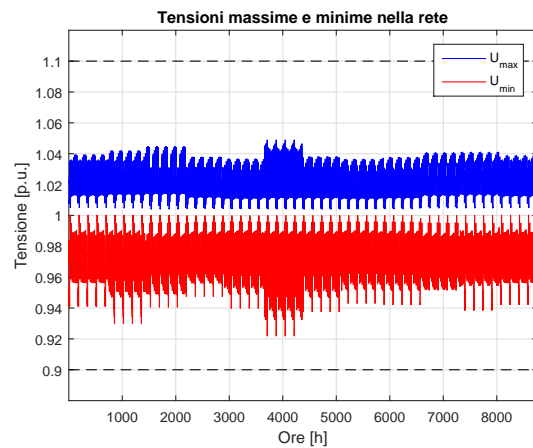
La regolazione della rete comporta un forte aumento del valore massimo del fattore di sbilanciamento delle tensioni al nodo 6 in tutti i casi in cui venga utilizzato un tap-changer con controllo disaccoppiato tra le fasi (cfr. fig. 5.21). In particolare si verifica che $VUF_{max,6,\%} > 2\%$ negli scenari F3, G3 e H3. Il superamento del valore di soglia rientra nei limiti imposti dalla norma CEI EN 50160 per la regolazione disaccoppiata al nodo 4 (F3) e per la regolazione al nodo di baricentro (H3), verificandosi tale superamento rispettivamente per l'1,94% e per il 3,50% delle ore presenti nell'anno simulato. Diversamente, utilizzando la regolazione ai nodi di carico (G3) il valore massimo assunto dal VUF sfiora i limiti imposti per l'8,80% del tempo e non è pertanto accettabile.



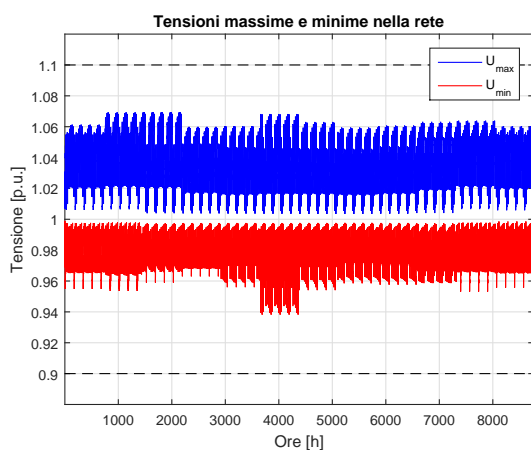
(a) Scenario base 3*



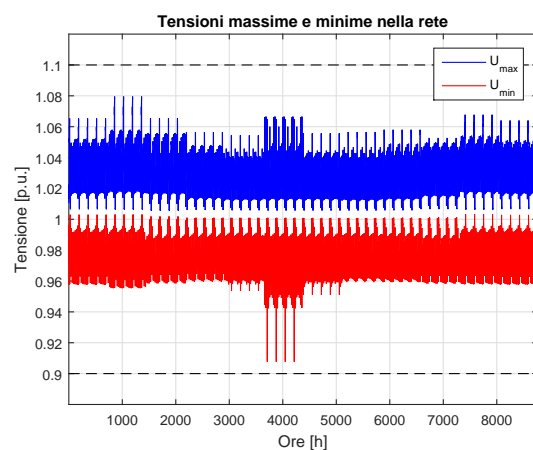
(b) Scenario E3



(c) Scenario F3

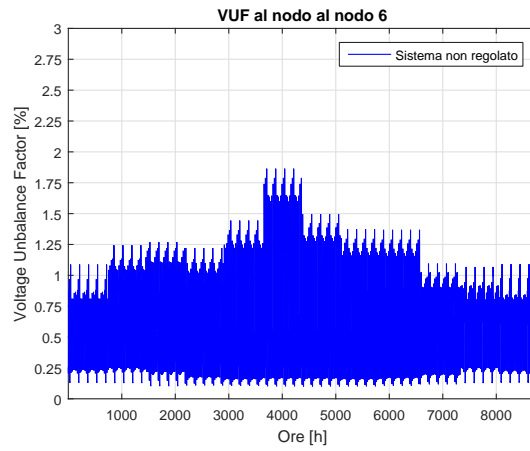


(d) Scenario G3

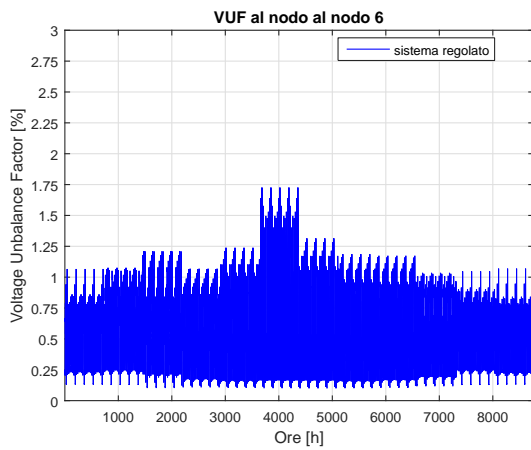


(e) Scenario H3

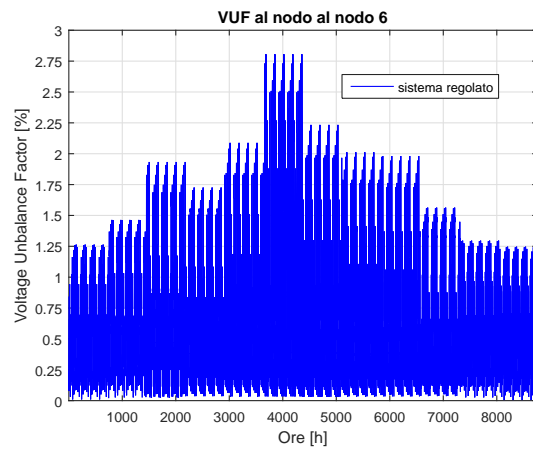
Figura 5.20: Andamento temporale delle tensioni massime e minime della rete durante l'anno solare nello scenario base 3* e negli scenari regolati E3, F3, G3, H3



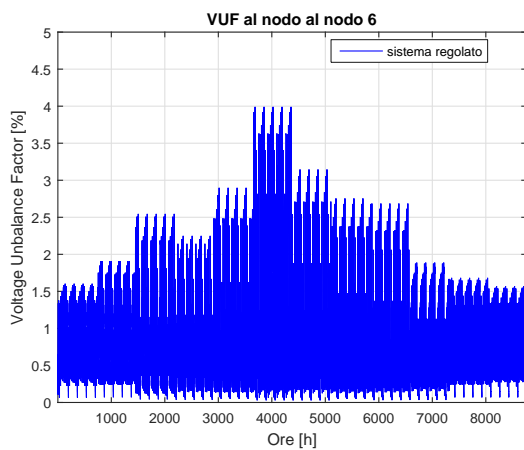
(a) Scenario base 3*



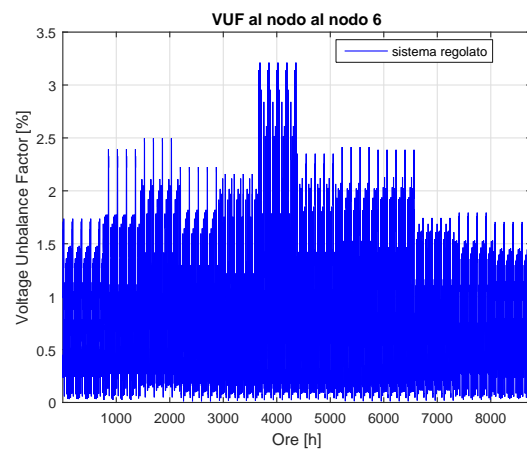
(b) Scenario E3



(c) Scenario F3



(d) Scenario G3



(e) Scenario H3

Figura 5.21: Andamento temporale VUF al nodo 6 durante l'anno solare nello scenario base 3* e negli scenari regolati E3, F3, G3, H3

5.7 Scambio di Q con la rete di media tensione

Le reti di media tensione e soprattutto quelle di trasmissione sono prevalentemente induttive ed è prassi consolidata operare la regolazione della tensione attraverso scambi di potenza reattiva. La potenza reattiva utilizzata per la regolazione della tensione nelle reti di trasmissione è fornita dai generatori presenti nelle centrali di produzione dell'energia elettrica o da banchi di condensatori inseriti in opportuni punti della rete di trasmissione.

In questo paragrafo si intende valutare se e come è possibile sfruttare gli scambi di potenza reattiva che avvengono tra gli inverter della GD installata nella rete di distribuzione di bassa tensione e la rete di distribuzione di media tensione che è interfacciata alla prima dal trasformatore con variatore sottocarico.

È stato visto nel paragrafo 5.3 che la regolazione locale è attuata per correggere le deviazioni delle tensioni ai nodi di generazione dal valore di riferimento e che la Q scambiata tra l'inverter e la rete dipende dalla curva di capability adottata e dallo scarto che si verifica tra il riferimento dell'inverter e le tensioni al nodo.

Si ipotizzi che in un determinato istante di tempo un nodo della rete di media tensione assuma un valore troppo basso e richieda un contributo di potenza reattiva da parte della rete di bassa tensione (si trascurino nell'analisi i contributi che possono essere forniti dalle reti di trasmissione a monte della media tensione).

Si potrebbe pensare di spostare il punto di riferimento della capability dell'inverter in modo da controllare il modulo e il segno della Q scambiata dagli impianti di piccola generazione. Ciò risulterebbe oneroso a causa della complessa infrastruttura di controllo e trasmissione dati richiesta per interfacciare il controllo della media tensione con i singoli nodi di generazione.

Alternativamente, si può pensare di utilizzare il variatore sottocarico del trasformatore della sottostazione MT/bt variandone il riferimento, in modo tale da modificare il regime delle tensioni della rete a valle. Come conseguenza, i valori delle tensioni ai nodi di generazione vengono modificati e l'inverter può scambiare una quota di Q il cui segno dipende dal segnale dato dai regolatori di media tensione all'OLTC. In questo modo si potrebbe realizzare un controllo indiretto della potenza reattiva scambiata tra le due reti senza la necessità di prevedere ulteriori linee di segnale.

Si consideri per semplicità un trasformatore con variatore sottocarico del rapporto di trasformazione che opera in modo sincrono tra le fasi e che gli inverter lavorino scambiando potenza reattiva secondo la curva di capability rettangolare (scenario E2).

Il riferimento del regolatore dell'OLTC sia inizialmente $U_{rif} = 1,0$ p.u.. A un certo punto la rete di media tensione invia un segnale al regolatore che sposta il riferimento a $U_{rif} = 1,05$ p.u.. Nella figura 5.23 sono riportati gli andamenti della potenza reattiva al primario del trasformatore nello scenario base E1 con riferimento unitario e con riferimento a 1,05. Alzando il riferimento a 1,05 p.u., l'OLTC modifica il rapporto di trasformazione di un valore tale da avvicinare la tensione del nodo 4 (nodo controllato nello scenario indicato) al valore $U_{rif} = 1,05$ p.u.. Gli inverter degli impianti fotovoltaici installati ai nodi di carico vedono una $\Delta U = U_{i,k} - U_{rif,cap} > 0$, ove $U_{rif,cap} = 1,0$ p.u. e assorbono potenza reattiva dalla rete per contribuire ad abbassare la tensione ai nodi cui sono connessi. L'entità di Q scambiata da ogni inverter dipende dallo scarto della tensione al nodo di connessione dell'impianto ed è tanto maggiore quanto più il nodo si trova in prossimità del trasformatore, in quanto la minore caduta di tensione che si verifica nel punto massimizza il valore di ΔU . Gli impianti di generazione installati a una distanza tale che la caduta di tensione compensa il valore impostato dal regolatore potrebbero non partecipare allo scambio di reattiva o, se la rete è molto estesa e le condizioni di carico locali sono gravose, il contributo potrebbe assumere valore opposto a quello desiderato. In generale, comunque, aumenta la potenza reattiva ΔQ che la rete di bassa tensione richiede alla rete di

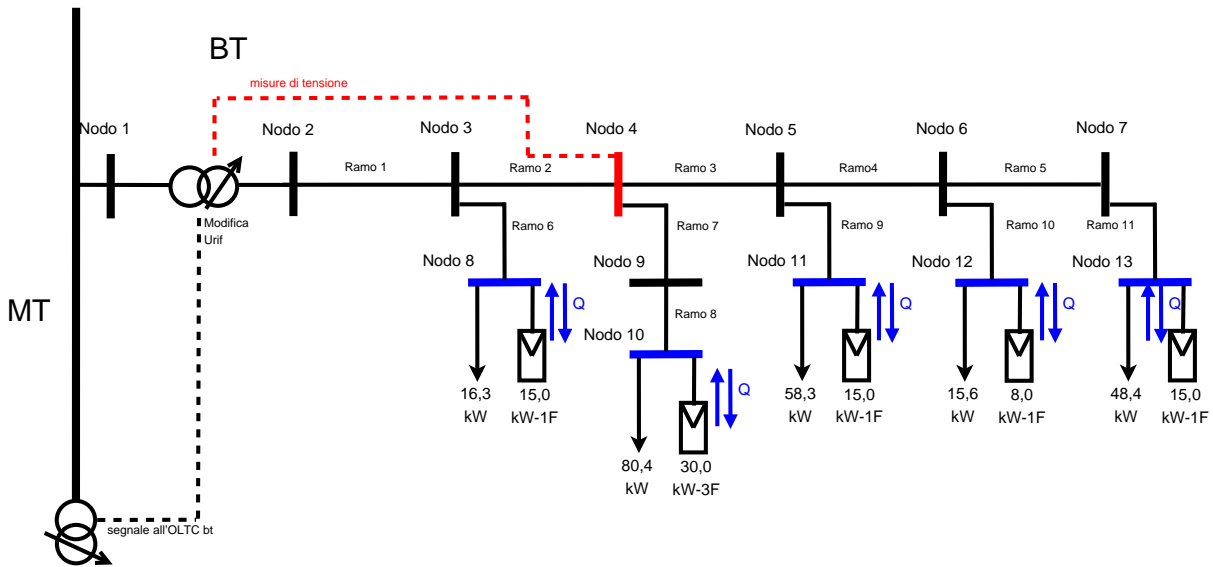


Figura 5.22: Schema di principio della regolazione dello scambio di potenza reattiva con la rete di media tensione tramite segnale proveniente dal regolatore di MT. Nello schema è riportato l'algoritmo di controllo E2, ma il principio è valido per tutte le tipologie di controllo introdotte

media tensione. Questo comportamento è visibile analizzando il valore della potenza reattiva al primario del trasformatore. In figura 5.23a: quando il riferimento per la regolazione dell'OLTC viene spostato a 1,05 p.u. si verifica che la potenza reattiva al primario aumenta in tutte e tre le fasi, cioè, con la convenzione scelta per la matrice alle ammettenze del trasformatore, aumenta la quota di potenza reattiva diretta dalla rete di media tensione a quella di bassa tensione.

Analizzando la composizione del $\Delta Q = \Delta Q_{cap} + \Delta Q_{tap,changer}$ (fig. 5.23b) si nota che il contributo dato all'assorbimento di reattiva da parte degli inverter è leggermente diminuito dal contributo opposto dovuto alla variazione del rapporto di trasformazione del tap-changer: $\Delta Q_{cap} > 0$ e $\Delta Q_{tap,changer} < 0$.

Si consideri ora che il riferimento del regolatore dell'OLTC sia $U_{rif} = 1,0$ p.u. e che in un determinato istante la rete di media tensione invii un segnale al regolatore che sposta il riferimento a $U_{rif} = 0,95$ p.u.. Nella figura 5.23c sono riportati gli andamenti della potenza reattiva al primario del trasformatore nello scenario base E1 con riferimento unitario e con riferimento a 0,95.

Nell'istante successivo a quello dell'invio del segnale, gli inverter della DG iniziano a erogare potenza reattiva verso la rete nel tentativo di elevare il valore della tensione ai nodi di generazione. Il flusso di potenza reattiva al primario del trasformatore questa volta si riduce (fig. 5.23c) ed è sostenuto dal contributo derivante dalla variazione del rapporto di trasformazione del tap-changer durante la commutazione (fig. 5.23d): $\Delta Q_{cap} < 0$ e $\Delta Q_{tap,changer} < 0$.

Come si evince dai grafici riportati, i contributi di potenza reattiva derivanti dai generatori installati non sono sufficienti in ogni caso a invertire i flussi di potenza reattiva al trasformatore, ma permettono una riduzione o un aumento degli stessi, che sono comunque sempre diretti dalla rete di media tensione alla rete di distribuzione in bassa tensione. Ciò è dovuto al rapporto $P_{gen,n}/P_{load,n} \approx 0,38$ utilizzato nello scenario E2 e all'impiego di una curva di capability rettangolare (con la curva triangolare, tra l'altro, i contributi sarebbero ancora più modesti).

Elevando il valore della potenza di generazione installata (scenario 3*: $P_{gen,n}/P_{load,n} = 1$) e sfruttando la curva di capability semicircolare si assiste all'inversione del flusso di potenza reattiva nel momento in cui all'OLTC è imposto un riferimento di tensione a 0,95 (cfr. fig.5.24

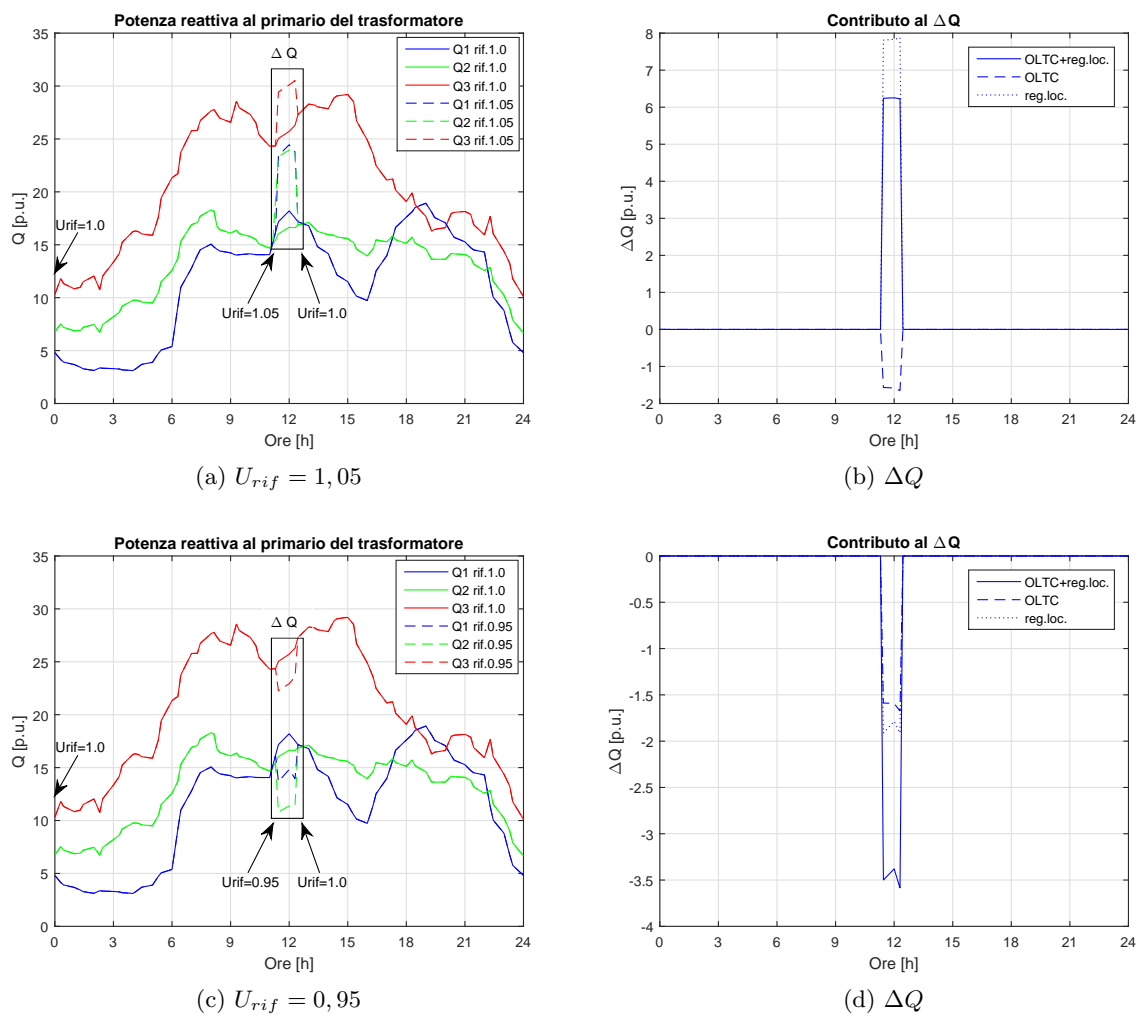


Figura 5.23: Variazione del flusso di potenza reattiva al primario del trasformatore in seguito a un innalzamento o un abbassamento della tensione di riferimento per la regolazione dell'OLTC

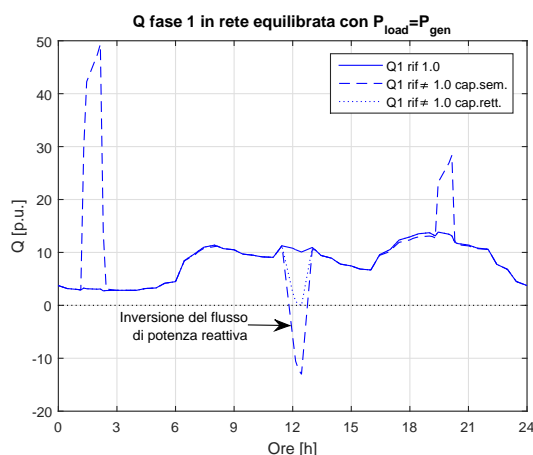


Figura 5.24: Variazione della Q potenza reattiva Q al primario del trasformatore in una rete equilibrata con $P_{load} = P_{gen}$ utilizzando le curve di capability rettangolare e semicircolare

ove è riportata la variazione della Q in una fase del primario del trasformatore nella rete resa equilibrata).

In definitiva, si può affermare che, variando il riferimento al regolatore dell'OLTC si riesce a modificare il valore della potenza reattiva che la rete di bassa tensione richiede alla rete di media. Abbassando il riferimento si diminuisce la Q richiesta dalla rete e quindi diminuisce il transito di Q nella rete di media tensione a monte del trasformatore MT/bt. Elevando il riferimento si aumenta la Q richiesta dalla rete di bassa tensione e aumenta di conseguenza il valore della Q nella rete di media tensione.

In alcune condizioni è possibile invertire i flussi di potenza reattiva, facendo sì che la rete di bassa tensione fornisca una certa Q alla rete di media, ma solo se la potenza dei generatori installati nella bassa tensione è sufficientemente elevata rispetto ai carichi e a patto di utilizzare la curva di capability non limitata.

È da notare che l'utilizzo di curve di capability triangolare e rettangolare non permette di sfruttare la regolazione locale quando l'impianto di produzione non è in funzione o quando la potenza prodotta è molto bassa.

Per verificare l'influenza che ha il sistema di regolazione utilizzato per l'OLTC viene simulata la rete in funzionamento con regolazione del tap-changer e della regolazione locale con curva di capability rettangolare per un giorno estivo (15 giugno) e si confrontano alcuni parametri ricavati dalle simulazioni condotte con $U_{rif} = 1$ (scenari E2, F2, G2, H2) con i risultati ottenuti modificando il riferimento a 0,95 dalle 10:15 alle 10:45 e a 1,05 dalle 12:15 alle 12:45. Nei rimanenti istanti di tempo il riferimento sia unitario. In figura 5.25a è riportato il dettaglio di Q al primario del trasformatore durante l'abbassamento del riferimento a 0,95: come verificato precedentemente, durante un abbassamento del riferimento si ha immissione di potenza reattiva da parte degli inverter e conseguente calo del flusso di Q al primario del trasformatore. L'entità della diminuzione dipende dal sistema di regolazione utilizzato. Si nota tra l'altro che l'algoritmo di regolazione disaccoppiata ai nodi (scenario G2) introduce una instabilità nel flusso di potenza reattiva al primario. La stessa situazione è peraltro visibile anche in seguito all'innalzamento del riferimento a 1,05 (fig.5.25b).

Lo spostamento del riferimento del regolatore è caratterizzato da alcune criticità:

- I profili di tensione tendono a peggiorare durante l'operazione e, se il riferimento si discosta eccessivamente da quello unitario, possono uscire dall'intervallo consentito nei nodi più distanti dal trasformatore. È necessario perciò inserire un ulteriore controllo ai nodi di

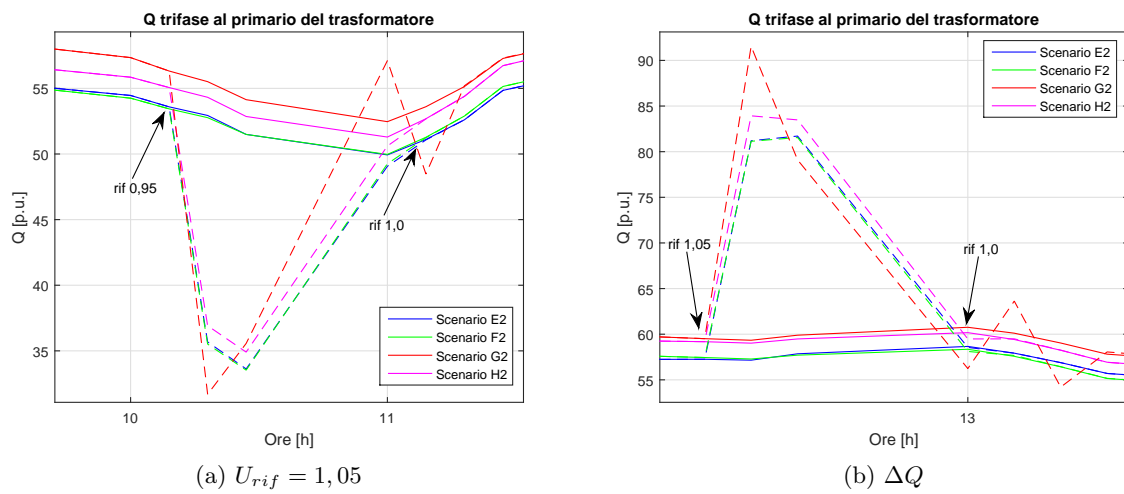


Figura 5.25: Variazione del flusso di potenza reattiva al primario del trasformatore in seguito a un innalzamento o un abbassamento della tensione di riferimento per la regolazione dell'OLTC

carico, in modo tale da aggiustare il riferimento del trasformatore per mantenere i profili di tensione ai nodi entro i valori stabiliti. Questo tuttavia può inficiare l'entità della ΔQ scambiata.

- La quantificazione dell'effettiva variazione di Q dipende da numerosi fattori, tra i quali: il valore istantaneo delle tensioni ai nodi di carico, il valore istantaneo della potenza attiva erogata dagli impianti di produzione, il valore istantaneo del $\cos \varphi$ dei carichi della rete, il valore del riferimento impostato dal regolatore dell'OLTC, il grado di squilibrio della rete.

Capitolo 6

Conclusioni e sviluppi futuri

Le simulazioni condotte in questo lavoro hanno dimostrato che l'inserimento di un trasformatore con variatore sottocarico in una rete di bassa tensione attiva è in grado di mitigare l'escursione delle tensioni di fase ai nodi di carico riportandole all'interno dell'intervallo di valori prescritto dalla Norma CEI EN 50160 anche in condizioni di forte sbilanciamento ed elevata penetrazione di impianti di generazione distribuita.

La regolazione può essere effettuata utilizzando dispositivi che variano il rapporto di trasformazione simultaneamente tra le fasi e con lo stesso ΔU (regolazione trifase) o che regolano singolarmente le singole fasi, essendo questi ultimi i più adatti a mantenere dei profili regolari all'interno di reti particolarmente squilibrate. Un parametro di fondamentale importanza è costituito dal valore della tensione di gradino dell'OLTC, con il quale si diversifica l'efficacia dell'intervento. Si è stato constatato che i variatori sottocarico con ΔU elevata sono soggetti a un minor numero di interventi nell'arco temporale simulato e sono quindi meno adatti ad affinare la regolazione della tensione. D'altro canto, la scelta della tensione di gradino è legata alla tecnologia utilizzata e i dispositivi meccanici, non potendo operare un gran numero di commutazioni per motivi legati all'usura dei materiali, ricadono necessariamente entro questa categoria. La regolazione fine con controllo disaccoppiato tra le fasi raggiunge l'obiettivo di ridurre considerevolmente gli scarti quadratici medi delle tensioni di fase rispetto al riferimento impostato e tale riduzione è leggermente superiore utilizzando gli algoritmi di controllo con monitoraggio dinamico dei nodi. Tale risultato, ottenuto con una configurazione dei coefficienti ZIP prestabilita, è stato verificato anche nelle simulazioni svolte con orizzonte temporale annuale.

L'intervento della regolazione locale della tensione a opera degli inverter della piccola generazione distribuita, operato tramite scambio di potenza reattiva con la rete al punto di connessione, permette di mitigare ulteriormente i profili di tensione. L'utilizzo combinato delle due tecnologie costituisce la soluzione migliore per la regolazione di reti fortemente squilibrate.

È stato constatato, inoltre, che la regolazione disaccoppiata comporta un incremento del fattore di sbilanciamento delle tensioni della rete: tale incremento è tanto maggiore quanto più l'intervento del tap-changer su una fase differisce istantaneamente dall'intervento eseguito su un'altra fase. Ciò accade in particolare utilizzando un tap-changer con elevata tensione di gradino oppure impostando un controllo disaccoppiato con monitoraggio dinamico dei nodi controllati: in tal caso le differenze degli interventi, dettati dalle condizioni che si verificano contemporaneamente in nodi diversi, comportano un aumento consistente del VUF, in particolare se la tensione di riferimento mantiene un valore predefinito, senza adeguarsi dinamicamente al nodo selezionato. Il VUF può in tal caso eccedere i valori raccomandati dalla CEI EN 50160 se il livello di penetrazione della generazione distribuita è consistente.

In merito alle perdite attive che si verificano in rete, si è ottenuto che la regolazione del tap-changer non ne modifica sensibilmente i valori e che le variazioni ottenute sono dovute ai

diversi assorbimenti di potenza da parte dei carichi rappresentati secondo il modello polinomiale ZIP [36]. In riferimento a ciò, si è verificato che ogni composizione di carichi presenta un valore di regolazione che ne minimizza l'assorbimento di corrente.

Infine, è stato proposto un metodo per variare lo scambio di potenza reattiva tra la rete di bassa tensione e quella di media che la alimenta: tale metodo può essere implementato modificando il valore della tensione di riferimento data al regolatore del variatore sottocarico, verificandosi di conseguenza degli scambi di potenza reattiva tra le due reti, dovuti all'immissione o all'assorbimento di quote di reattiva ad opera degli inverter della generazione distribuita, secondo la curva di capability prescelta.

Vengono proposti alcuni cenni sui possibili sviluppi futuri relativi agli argomenti trattati in questa tesi.

In primo luogo, si può studiare un miglioramento degli algoritmi di controllo che prevedono un monitoraggio dinamico dei nodi che sia in grado di attribuire un diverso valore di riferimento al regolatore per ogni fase in base al nodo selezionato istante per istante.

Inoltre, i metodi di controllo introdotti in questo lavoro potrebbero essere testati a partire da dati reali ottenuti dalle misure effettuate dai Distributori, per verificare il comportamento effettivo del dispositivo e l'impatto sui parametri studiati.

Partendo dalla considerazione che le perdite attive sono dipendenti dalla potenza assorbita dai carichi, si potrebbe implementare un metodo di controllo del variatore sottocarico che ottimizzi il punto di lavoro della rete con il vincolo di minimizzare le perdite attive, variando il valore del riferimento a seconda della composizione del parco utenti. Il metodo deve prevedere il rispetto dei vincoli imposti per le tensioni e, in seconda analisi, di particolari livelli di tensione previsti per utenze sensibili.

In riferimento alle perdite attive e ai profili di tensione, si è notato che entrambe migliorano quando vi è contemporaneità tra la produzione locale di energia da parte della DG e l'assorbimento di potenza da parte dei carichi a un nodo. Rappresenta motivo d'interesse l'ampliamento degli scenari introdotti inserendo dei sistemi di accumulo dell'energia prodotta dalla DG che possa essere immessa al nodo quando il carico richiede potenza in eccedenza a quella istantaneamente prodotta o per limitare le cadute di tensione in corrispondenza di picchi di carico. Il sistema può essere utilizzato anche per abbassare le sovrarelevazioni di tensione che si verificano a un nodo in condizioni di flusso inverso, sfruttando la potenza prodotta in eccesso per ricaricare il sistema di accumulo. La logica potrebbe essere implementata per minimizzare le perdite che si verificano in rete.

Un altro spunto di riflessione è costituito dalla possibile interazione che si verifica tra il variatore sottocarico di un trasformatore di bassa tensione e l'OLTC posizionato a monte (sottostazione AT/MT). Lo studio della necessità di inserire dei ritardi intenzionali al dispositivo di bassa tensione in seguito a un intervento del tap-changer della rete di trasmissione può costituire motivo di interesse.

Analogamente è possibile pensare l'inserimento di uno stabilizzatore di tensione a monte di una derivazione particolarmente critica: se l'inserimento è effettuato in una rete dotata di un trasformatore con variatore sottocarico, si dovrebbe studiare la possibile reciproca influenza delle due macchine e sviluppare un sistema di controllo che impedisca il verificarsi di condizioni di instabilità.

Infine, e non per questo meno importante, si dovrebbe affrontare uno studio economico per quantificare l'impatto dell'utilizzo di un trasformatore OLTC in una rete di bassa tensione dal punto di vista finanziario. Se da un lato infatti, non sono disponibili dati storici sui costi di manutenzione di questi dispositivi che, a differenza delle corrispondenti macchine utilizzate nelle sottostazioni AT/MT, sono presumibilmente soggetti a un elevato numero di manovre, dall'altro

sono da valutare i minori esborsi derivanti dalla possibilità di evitare costosi rinforzi o raddoppi di porzioni della rete esistente.

Bibliografia

- [1] Baggini. "*Handbook of power quality*", chapter 3. John Wiley Sons, Ltd, 2008.
- [2] F. Cazzato, M. Di Clerico, G. Caneponi, F. Marmeggi, and D. Di Martino. "The impact of distributed generation on the italian distribution network: Upgrading of regulatory and technical rules in order to guarantee and improve reliability and efficiency of the electrical system". In *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*, pages 1–4, June 2013. DOI: 10.1049/cp.2013.1167.
- [3] "Terna, [www-terna.it](http://www.terna.it) [online]. available: <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/statisticheeprevisiori/bilancienergiaelettrica/bilancinazionali.aspx>. [consultato il giorno 22 01 2017]".
- [4] G.S.E. "Solare fotovoltaico - rapporto statistico 2015". Technical report, G.S.E., Roma,2016.
- [5] CEI. "Norma tecnica 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 v in corrente alternata e a 1.500 v in corrente continua. parte 4: Prescrizioni per la sicurezza". Technical report, Comitato Elettrotecnico Italiano, Milano,2012.
- [6] CEI. "Norma tecnica 0-21 - Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti bt delle imprese distributrici di energia elettrica". Technical report, Comitato Elettrotecnico Italiano, Milano,2016.
- [7] Petinrin Shaaban. "Impact of renewable generation on voltage control in distribution systems". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, (65):770–783, 2016.
- [8] S. Qi, L. Chen, H. Li, D. Randles, G. Bryson, and J. Simpson. "Assessment of voltage control techniques for low voltage networks". In *12th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2014)*, pages 1–6, March 2014. DOI: 10.1049/cp.2014.0093.
- [9] CEI. "Norma tecnica cei en 50160 - caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica". Technical report, Comitato Elettrotecnico Italiano, 2011.
- [10] Illiceto. "*Impianti elettrici*", volume I, pages 123–124. Patron Editore, 1984.
- [11] P. Esslinger and R. Witzmann. "Regulated distribution transformers in low-voltage networks with a high degree of distributed generation". In *2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, pages 1–7, Oct 2012. DOI: 10.1109/ISGTEurope.2012.6465833.

- [12] M. E. Elkhatib, R. El-Shatshat, and M. M. A. Salama. "Novel coordinated voltage control for smart distribution networks with dg". *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2(4):598–605, Dec 2011. DOI: 10.1109/TSG.2011.2162083.
- [13] K. N. Bangash, M. E. A. Farrag, and A. H. Osman. "Investigation of on load tap changer control in smart distribution network". In *2015 International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies (ICSGCE)*, pages 217–224, Oct 2015. DOI: 10.1109/ICSGCE.2015.7454299.
- [14] Y. Li and P. A. Crossley. "Voltage control on unbalanced lv networks using tap changing transformers". In *11th IET International Conference on Developments in Power Systems Protection (DPSP 2012)*, pages 1–6, April 2012. DOI: 10.1049/cp.2012.0006.
- [15] M. Coppo, R. Turri, M. Marinelli, and X. Han. "Voltage management in unbalanced low voltage networks using a decoupled phase-tap-changer transformer". In *2014 49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, pages 1–6, Sept 2014. DOI: 10.1109/UPEC.2014.6934809.
- [16] R. Caldon, M. Coppo, and R. Turri. "Voltage unbalance compensation in lv networks with inverter interfaced distributed energy resources". In *2012 IEEE International Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON)*, pages 527–532, Sept 2012. DOI: 10.1109/EnergyCon.2012.6348210.
- [17] G. De Carne, G. Buticchi, M. Liserre, C. Yoon, and F. Blaabjerg. "Voltage and current balancing in low and medium voltage grid by means of smart transformer". In *2015 IEEE Power Energy Society General Meeting*, pages 1–5, July 2015. DOI: 10.1109/PESGM.2015.7286090.
- [18] I. Kouveliotis-Lysikatos, P. Kotsampopoulos, and N. Hatziaargyriou. "Harmonic study in lv networks with high penetration of pv systems". In *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, pages 1–6, June 2015. DOI: 10.1109/PTC.2015.7232639.
- [19] J. Schlabbach, A. Grob, and G. Chicco. "Influence of harmonic system voltages on the harmonic current emission of photovoltaic inverters". In *2007 International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives*, pages 545–550, April 2007. DOI: 10.1109/POWERENG.2007.4380222.
- [20] Y. Pan, I. Voloh, and W. Ren. "Protection issues and solutions for protecting feeder with distributed generation". In *2013 66th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, pages 92–111, April 2013. DOI: 10.1109/CPRE.2013.6822030.
- [21] S. M. Brahma and A. A. Girgis. "Microprocessor-based reclosing to coordinate fuse and recloser in a system with high penetration of distributed generation". In *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309)*, volume 1, pages 453–458 vol.1, 2002. DOI: 10.1109/PESW.2002.985041.
- [22] A. Heidari, V. G. Agelidis, H. Zayandehroodi, and M. Hasheminamin. "Prevention of overcurrent relays miscoordination in distribution system due to high penetration of distributed generation". In *2013 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, pages 342–346, 2013. DOI: 10.1109/ICRERA.2013.6749777.
- [23] M. Heathcote. "JP transformer Book", volume I, pages 169–201. Oxford:Newnes, 2007.

- [24] D. Dohnal and B. Kurth. "Vacuum switching, a well proven technology has found its way into resistance-type load tap changers". In *2001 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition. Developing New Perspectives (Cat. No.01CH37294)*, volume 1, pages 161–165 vol.1, 2001. DOI: 10.1109/TDC.2001.971227.
- [25] J. Faiz and B. Siahkolah. "*Electronic Tap-changer for Distribution Transformers*", volume I, pages 1–34. Tehran:Springer, 2011.
- [26] F. Q. Yousef-Zai and D. O'Kelly. "Solid-state on-load transformer tap changer". *IEE Proceedings - Electric Power Applications*, 143(6):481–491, Nov 1996. DOI: 10.1049/ip-epa:19960578.
- [27] "Abb, [online]. available: <http://www.abb.com/> [consultato il giorno 16 09 2016]".
- [28] "Magtech, [online]. available: <http://www.magtech.no/>. [consultato il giorno 16 09 2016]".
- [29] "Maschinenfabrik reinhausen, [online]. available: <http://www.reinhausen.com/> [consultato il giorno 16 09 2016]".
- [30] "Siemens, [online]. available: <http://www.energy.siemens.com> [consultato il giorno 16 09 2016]".
- [31] "A-eberle, [online]. available: <http://www.a-eberle.de> [consultato il giorno 16 09 2016]".
- [32] "Schneider electric, [online]. available: <http://www.schneider-electric.com> [consultato il giorno 16 09 2016]".
- [33] R. Benato, A. Paolucci, and R. Turri. "Power flow solution by a complex admittance matrix method". *European transactions on electrical power*, 11(3):181–188, 2001.
- [34] K. Sunderland, M. Coppo, M. Conlon, and R. Turri. "A correction current injection method for power flow analysis of unbalanced multiple-grounded 4-wire distribution networks". *Electric power systems research*, 132:30–38, 2016.
- [35] N. Efkarpidis, C. Gonzales, T. Wijnhoven, D. Dommelen, Rybel T., and J. Driesen. "Technical assessment of on-load-tap-changers in flemish lv distribution grids". In *International workshop on integration of solar power into power systems*, 2013.
- [36] A. Dogan R. Siaz-Aguiló M. Bokhari, A. Alkan. "Experimental determination of the ZIP coefficients for modern residential, commercial and industrial loads". In *IEEE Transaction on power delivery*, volume 29, 2014. DOI: 10.1109/TPWRD.2013.2285096.

