POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica



Tesi di Laurea Magistrale

Regolazione di tensione nei sistemi di bassa tensione tramite On Load Tap Changer e altri dispositivi di regolazione

Relatori: Candidato:

Prof. Gianfranco Chicco Marco Nobile

Ing. Alessandro Ciocia

Luglio 2021

Anno Accademico 2020/2021



Indice

1		sulla generazione distribuita e sulla regolazione di tensione nerazione distribuita	
	1.1.1	Effetti dovuti all'incremento della generazione distribuita	
		neratori fotovoltaici	
	1.2.1	Radiazione solare	
	1.2.2	Effetto fotovoltaico e cella solare	
	1.2.3	Caratteristiche di un modulo fotovoltaico	
	1.2.4	Inverter fotovoltaici	
	1.2.5	Tecniche di modulazione	
		golazione di tensione in letteratura	
	1.4 Tip	oologie di regolazione effettuate	
	1.4.1	Regolazione di tensione distribuita tramite inverter fotovoltaici	44
	1.4.2 (SVC)	Regolazione di tensione centralizzata tramite Static Var Comper 45	1sato1
	1.4.3 (OLTC)	Regolazione di tensione centralizzata tramite On Load Tap Ch) 48	angei
2		ettriche analizzate e calcolo dei flussi di potenzaroduzione al software OpenDSS	
	2.1.1	Confronto tra OpendDSS e Matlab	
		pologie di reti elettriche	
	2.2.1	Caratteristiche delle reti elettriche analizzate	
		todi per il calcolo dei flussi di potenza	
ef	2.4 Def	finizione dei dati di ingresso per il calcolo dei flussi di potenza regolazione di tensione	e per
	2.4.1	Definizione dei dati di ingresso per il calcolo dei flussi di poten	za 62
	2.4.2 tensions	Definizione dei dati di ingresso per effettuare la regolazione 65	ne di
Έ	2.5 Cal BFS) 68	lcolo dei flussi di potenza tramite il metodo Backward Forward S	weep

3	-			_		_			distribuita	
CE	3.1								 Itaici	
	3.1.	_							nite inverter	
	3.2				-		_		r Compensat	
(S	SVC)	_						200010	2 0 0 111 P 111 0 W	
	3.2.	1	Procedura uti	lizzata	per	effettuare	la regola	azione tran	nite SVC	94
(C	3.3 DLTC)	_	lazione di te	ensione	e ce	entralizzata	a tramite	e On Load	l Tap Chang	ger
	3.3.	1	Procedura uti	lizzata	per	effettuare	la regola	azione tran	nite OLTC1	02
	3.4	Calco	olo degli indi	catori d	li te	nsione			1	09
	3.4.	1 (Calcolo degli	indica	tori	di tension	e nel per	iodo diurn	o e notturno l	12
	3.5	Conf	ronto tra la re	golazio	one	distribuita	e centra	lizzata	1	14
4									1	
	4.1	Risul	tati ottenuti p	er la re	ete o	del caso sti	ıdio 1	•••••	1	17
	4.1.	1	Regolazione	di tensi	one	distribuit	a tramite	inverter fo	otovoltaici1	18
	4.1.	2	Regolazione	di tensi	one	distribuit	a e centra	alizzata tra	mite OLTC 1	28
	4.1.	3	Regolazione	di tensi	one	distribuit	a e centra	alizzata tra	mite SVC1	36
	4.1. OL		Regolazione 138	di tens	sion	e distribu	ita e cer	ntralizzata	tramite SVC	e
	4.1.	5	Confronto de	i risulta	ati c	ottenuti per	la rete d	lel caso stu	dio 11	40
	4.2	Risul	tati ottenuti p	er la re	ete d	del caso str	udio 2		1	41
	4.2.	1	Regolazione	di tensi	one	distribuit	a tramite	inverter fo	otovoltaici1	41
	4.2.	2	Regolazione	di tensi	one	distribuit	a e centra	alizzata tra	mite OLTC 1	44
	4.2.	3	Confronto de	i risulta	ati c	ottenuti per	· la rete d	lel caso stu	dio 21	47
5	Ott 5.1								sitività1	
	5.1.	1	Metodo TOP	SIS					1	51
	5.1.	2	Ottimizzazio	ne della	ı reş	golazione	mista tra	mite invert	er e OLTC.1	54
	5.2	Anali	isi di sensitiv	ità					1	57
	5.3	Risul	tati ottenuti e	ffettua	ndo	l'ottimizz	azione e	l'analisi d	i sensitività 1	58
	5.3.	1	Risultati ottei	nuti per	il c	caso 1 di s	ensitività	(rete caso	studio 1)1	58

	Capitol	o 1	3
	5.3.2	Migliori soluzioni ottenute per ogni caso di sensitività	161
6	Conclu	ısioni	167
7	Ribling	orafia	169

Lista delle Figure

Figura 1.1. Rete di distribuzione in BT con presenza di carico (a) e anche di
generazione fotovoltaica (b) [4]13
Figura 1.2. Profili di tensione relativi ad un feeder con presenza di carico e di
generazione fotovoltaica [4]14
Figura 1.3. Andamento del LCOE per alcuni paesi Europei [5]16
Figura 1.4. Costo medio di un modulo fotovoltaico differenziato per tecnologia e
paese di produzione [6]17
Figura 1.5. Evoluzione della capacità fotovoltaica totale installata in Europa [5] 17
Figura 1.6. Andamento della potenza fotovoltaica prodotta in Italia [8]18
Figura 1.7. Andamento medio globale del costo totale di installazione, fattore di
capacità fotovoltaica e LCOE dal 2010 al 2019 [6]18
Figura 1.8. Componenti dell'irradianza solare che incidono su un modulo
fotovoltaico [10]20
Figura 1.9. Valori caratteristici dell'indice di massa d'aria AM in funzione
dell'angolo α [11]21
Figura 1.10. Energy gap per ogni tipologia di materiale [13]22
Figura 1.11. Rappresentazione di una cella fotovoltaica inserita in un circuito
elettrico [14]23
Figura 1.12. Circuito equivalente di una cella fotovoltaica [15]24
Figura 1.13. Caratteristica <i>V-I</i> di una cella fotovoltaica [15]25
Figura 1.14. Caratteristica V-I di una cella fotovoltaica con curva della potenza
ottenibile dalla cella [15]26
Figura 1.15. Dipendenza della caratteristica V-I dall'irradianza solare [15]27
Figura 1.16. Dipendenza della caratteristica <i>V-I</i> dalla temperatura [15]28
Figura 1.17. Struttura di un modulo fotovoltaico [9]28
Figura 1.18. Collegamento in parallelo tra due moduli con diodo di blocco (a) e in
serie con diodi di by-pass (b) [16]29
Figura 1.19. Circuito di un impianto fotovoltaico con inverter monofase [17]31
Figura 1.20. Circuito di un impianto fotovoltaico con inverter trifase [17]31
Figura 1.21. Rappresentazione della modulante e della portante nel caso di
modulazione PWM [16]32
Figura 1.22. Rappresentazione della forma d'onda modulata ottenuta dal confronto
tra la modulante e la portante [16]
Figura 1.23. Struttura di un tiristore (SCR – Silicon Controlled Rectifier) [39]45
Figura 1.24. Struttura di un SVC [38]46
Figura 1.25. Collegamento a triangolo di un TCR [38]47
Figura 1.26. Correnti di fase (a) e di linea (b) in funzione dell'angolo di innesco dei
tiristori [38]

Figura 1.27. Circuito elettrico di un tap-changer meccanico a doppio resistore (a) e
sequenza di commutazione di un tap-changer meccanico (b) [4]49
Figura 1.28. Rappresentazione di un diverter reactor tap-changer [4]50
Figura 1.29. Circuito elettrico di un OLTC di tipo elettronico [4]51
Figura 1.30. Circuito elettrico di un OLTC di tipo ibrido [4]51
Figura 2.1. Rappresentazione dello schema di interfaccia tra OpenDSS e Matlab
[41]53
Figura 2.2. Struttura della rete di BT trifase del caso studio 1 [2]55
Figura 2.3. Struttura della rete di BT trifase del caso studio 2 [2]57
Figura 2.4. Struttura di una rete radiale con numerazione dei rami (a) e degli strati
(b) [42]63
Figura 2.5. Diagramma di flusso per il calcolo dei flussi di potenza tramite il metodo
"Backward Forward Sweep" (BFS)
Figura 3.1. Diagramma di flusso per il calcolo dei flussi di potenza e per effettuare
la regolazione di tensione distribuita e/o centralizzata
Figura 3.2. Curva di capability triangolare e rettangolare [3]77
Figura 3.3. Limiti di tensione utilizzati per la regolazione di tensione distribuita
tramite inverter fotovoltaici
Figura 3.4. Diagramma di flusso per effettuare la regolazione distribuita tramite
inverter fotovoltaici80
Figura 3.5. Diagramma di flusso secondario relativo ai criteri di regolazione che
ogni inverter deve rispettare81
Figura 3.6. Determinazione del segno della potenza reattiva fornita dall'inverter nel
nodo analizzato82
Figura 3.7. Limiti di tensione utilizzati per la regolazione di tensione centralizzata
tramite SVC91
Figura 3.8. Determinazione del segno di potenza reattiva fornita dall'SVC nel nodo
analizzato
Figura 3.9. Diagramma di flusso per effettuare la regolazione centralizzata tramite
SVC
Figura 3.10. Diagramma di flusso per effettuare la regolazione centralizzata tramite
OLTC
Figura 3.11. Diagramma di flusso per il calcolo degli indicatori di tensione109
Figura 4.1. Limiti di tensione utilizzati per la regolazione distribuita tramite inverter
fotovoltaici
Figura 4.2. Limiti di tensione utilizzati per la regolazione centralizzata tramite SVC
Figura 4.3. Struttura della rete di BT trifase del caso studio 1
Figura 4.4. Profilo di tensione con e senza regolazione e di potenza reattiva fornita
al nodo 18 (giorno 1)

Figura 4.5. Zoom del profilo di tensione con e senza regolazione e di potenza
reattiva fornita al nodo 18 senza l'inizializzazione a zero (giorno 1)119
Figura 4.6. Zoom del profilo di tensione con e senza regolazione e di potenza
reattiva fornita al nodo 18 considerando l'inizializzazione a zero (giorno 1)120
Figura 4.7. Tensione con e senza regolazione di tutti i nodi compresi tra il nodo 1 e
il nodo 18 al minuto 744121
Figura 4.8. Profilo di tensione con e senza regolazione e di potenza reattiva fornita
al nodo 18 (giorno 5)
Figura 4.9. Profilo di potenza attiva assorbita dal carico collegato al nodo 18 (giorno
1 – caso equilibrato)
Figura 4.10. Profilo di potenza reattiva assorbita dal carico collegato al nodo 18
(giorno 1 – caso equilibrato)123
Figura 4.11. Profilo di potenza attiva assorbita dal carico collegato al nodo 18
(giorno 1 – caso squilibrato)124
Figura 4.12. Profilo di potenza reattiva assorbita dal carico collegato al nodo 18
(giorno 1 – caso squilibrato)124
Figura 4.13. Profilo di potenza attiva generata e di potenza reattiva fornita al nodo
18 (giorno 1 – caso equilibrato)125
Figura 4.14. Profilo di potenza attiva generata al nodo 18 (giorno 1 – caso
squilibrato)126
Figura 4.15. Profilo di tensione con e senza regolazione e di potenza reattiva fornita
al nodo 2 (giorno 5)126
Figura 4.16. Profilo di tensione con e senza regolazione al nodo 1 (giorno 1)129
Figura 4.17. Profilo del contatore sovra-sotto tensione per ogni fase con
$t_{min\ fra\ due\ tap} = 30$ minuti, $t_{amm} = 20$ minuti e $\Delta \alpha_{OLTC} = 30$ (giorno 1)
Figura 4.18. Profilo della posizione del tap per ogni fase con $t_{min\ fra\ due\ tap}=30$
minuti e $t_{amm} = 20$ minuti (giorno 1)
Figura 4.19. Profilo della tensione di sbarra lato BT per ogni fase con tmin_fra_due_tap
= 30 minuti e t_{amm} = 20 minuti (giorno 1)
Figura 4.20. Profilo della posizione del tap per ogni fase con $t_{min_fra_due_tap} = 10$
minuti e $t_{amm} = 20$ minuti (giorno 1)
Figura 4.21. Profilo del contatore sovra-sotto tensione per ogni fase con
$t_{min_fra_due_tap} = 30 \text{ minuti}, t_{amm} = 60 \text{ minuti e } \Delta \alpha_{OLTC} = 30 \text{ (giorno 1)}133$
Figura 4.22. Profilo della posizione del tap per ogni fase con $t_{amm} = 10$ minuti
(giorno 1 – caso squilibrato)134
Figura 4.23. Profilo di tensione con e senza regolazione al nodo 1 con $V_{sbarra_lato_BT}$
= 0.9875 p.u (giorno 1)135
Figura 4.24. Profilo di tensione con e senza regolazione al nodo 1 con $V_{sbarra_lato_BT}$
= 1.0125 p.u (giorno 1)136
Figura 4.25. Profilo di tensione al nodo 1 con e senza regolazione e di potenza
reattiva fornita dall'SVC (giorno 1)

Figura 4.26. Profilo di tensione con e senza regolazione e di potenza reattiva fornita
al nodo 1 dall'SVC (giorno 1)
Figura 4.27. Struttura della rete di BT trifase del caso studio 2141
Figura 4.28. Simulazione#1 - Profilo di tensione con e senza regolazione e di
potenza reattiva fornita al nodo 10 (giorno 1)142
Figura 4.29. Simulazione#2 - Profilo di tensione con e senza regolazione e di
potenza reattiva fornita al nodo 10 (giorno 1)143
Figura 4.30. Profilo di tensione con e senza regolazione al nodo 1 (giorno 1)145
Figura 4.31. Profilo del contatore sovra-sotto tensione per ogni fase (giorno 1) 146
Figura 4.32. Profilo della tensione di sbarra lato BT per ogni fase con tmin_fra_due_tap
= 30 minuti e t_{amm} = 20 minuti (giorno 1)
Figura 5.1. Diagramma di flusso relativo all'ottimizzazione della regolazione di
tensione
Figura 5.2. Deviazione di tensione e perdite totali (caso di sensitività 1)158
Figura 5.3. Frontiera di Pareto relativa alla deviazione di tensione e alle perdite
totali (caso di sensitività 1)
Figura 5.4. Deviazione di tensione e numero di tap (caso di sensitività 1)160
Figura 5.5. Frontiera di Pareto relativa alla deviazione di tensione e al numero di
tap (caso di sensitività 1)

Lista delle Tabelle

Tabella 1-1. Valori delle grandezze elettriche dei moduli fotovoltaici in Standard
Test Condition (STC)
Tabella 1-2. Sintesi degli articoli analizzati relativi a reti di media tensione (MT)
Tabella 1-3. Sintesi degli articoli analizzati relativi a reti di bassa tensione (BT) 41
Tabella 1-4. Soluzioni per incrementare la hosting capacity delle reti di bassa
tensione (BT)43
Tabella 2-1. Caratteristiche della rete del caso studio 1 [2]56
Tabella 2-2. Dati di targa del trasformatore utilizzato per la rete del caso studio 1
[2]57
Tabella 2-3. Caratteristiche della rete del caso studio 2 [2]58
Tabella 2-4. Dati di targa del trasformatore utilizzato per la rete del caso studio 2
[2]58
Tabella 2-5. Energia totale generata e assorbita durante la settimana e coefficiente
di penetrazione fotovoltaica per la rete del caso studio 1 e 259
Tabella 2-6. Definizione della matrice "parametri rami" relativa alla rete del caso
studio 1
Tabella 3-1. Valori di tensione in funzione della posizione del tap102
Tabella 4-1. Limiti di tensione utilizzati per il calcolo degli indicatori di tensione
Tabella 4-2. Indicatori di tensione giornalieri e settimanali e perdite totali nel caso
senza regolazione distribuita (rete caso studio 1)
Tabella 4-3. Indicatori di tensione giornalieri e settimanali e perdite totali nel caso
con regolazione distribuita (rete caso studio 1)
Tabella 4-4. Indicatori di tensione giornalieri e settimanali e perdite totali nel caso
con regolazione distribuita e centralizzata tramite OLTC
Tabella 4-5. Indicatori di tensione giornalieri e settimanali e perdite totali nel caso
con regolazione distribuita e centralizzata tramite SVC
regolazione distribuita e centralizzata tramite SVC e OLTC
Tabella 4-7. Confronto degli indicatori di tensione settimanali e delle perdite totali
ottenuti per ogni tipologia di regolazione140
Tabella 4-8. Simulazione#1 - Indicatori di tensione settimanali e perdite totali nel
caso con regolazione distribuita
Tabella 4-9. Simulazione#2 - Indicatori di tensione settimanali e perdite totali nel
caso con regolazione distribuita
Tabella 4-10. Parametri relativi al controllo proporzionale integrativo144

Tabella 4-11. Indicatori di tensione settimanali e perdite totali nel caso con
regolazione distribuita e centralizzata tramite OLTC147
Tabella 4-12. Confronto degli indicatori di tensione settimanali e delle perdite totali
ottenuti per ogni tipologia di regolazione147
Tabella 5-1. Definizione dei pesi per ogni funzione obiettivo
Tabella 5-2. Parametri da modificare per ogni scenario durante l'ottimizzazione
della regolazione di tensione
Tabella 5-3. Casi di sensitività analizzati
Tabella 5-4. Migliori soluzioni ottenute per il caso di sensitività 1 (rete caso studio
1)161
Tabella 5-5. Migliori soluzioni ottenute per il caso di sensitività 2 (rete caso studio
1)162
Tabella 5-6. Migliori soluzioni ottenute per il caso di sensitività 3 (rete caso studio
1)162
Tabella 5-7. Migliori soluzioni ottenute per il caso di sensitività 4 (rete caso studio
2)163
Tabella 5-8. Migliori soluzioni ottenute per il caso di sensitività 5 (rete caso studio
2)164
Tabella 5-9. Migliori soluzioni ottenute per ogni configurazione dei pesi (caso di
sensitività 2 - periodo diurno)
Tabella 5-10. Migliori soluzioni ottenute per ogni configurazione dei pesi (caso di
sensitività 2 - periodo diurno e notturno)

Introduzione

Al giorno d'oggi l'espansione della generazione distribuita nelle reti elettriche di distribuzione favorisce una minore dipendenza dalle grandi centrali elettriche di produzione e quindi una notevole riduzione dell'impiego di fonti energetiche non rinnovabili, ottenendo così un abbassamento delle emissioni.

Nel corso degli anni, si è verificata una evoluzione dei sistemi di generazione e accumulo di energia, con una tendenza dei loro costi decrescente che ha portato ad una forte crescita di impianti di produzione da energia rinnovabile.

A causa della vulnerabilità dell'irradianza solare e del vento, la generazione di energia elettrica è fortemente variabile e può causare elevate fluttuazioni di tensione che possono provocare problemi di power quality ai carichi connessi in rete. Per mitigare queste fluttuazioni e stabilizzare le tensioni nei limiti imposti dalle norme, si effettua la regolazione di tensione.

L'obiettivo di questa tesi è di studiare le modalità per eseguire la regolazione di tensione in reti di bassa tensione trifase e squilibrate, le quali sono caratterizzate da un'elevata presenza di generazione fotovoltaica, tramite i seguenti dispositivi: On Load Tap Changer (OLTC), inverter fotovoltaici e Static Var Compensator (SVC). Questi ultimi due forniscono potenza reattiva induttiva o capacitiva per regolare la tensione nel nodo in cui sono collocati. Invece, l'OLTC, tramite un controllo proporzionale integrativo modifica la posizione del tap del trasformatore MT/BT per ottenere il target di tensione desiderato.

Si nota che qualsiasi tipologia di regolazione sviluppata in questa tesi non prevede alcun tipo di comunicazione nodale, infatti ogni dispositivo regola solo la tensione del nodo in cui è collocato senza avere informazioni di quello che avviene in altri nodi. Realizzare un sistema di coordinamento nodale è possibile, ma rende la regolazione più complicata e implica un notevole costo di installazione e manutenzione. Inoltre, la regolazione si esegue in maniera indipendente per ogni fase.

Per ogni rete analizzata, si calcolano i flussi di potenza applicando il metodo Backward Forward Sweep (BFS) che è valido per reti con struttura radiale e si effettua la regolazione distribuita tramite inverter fotovoltaici e/o centralizzata tramite OLTC o SVC.

Per stimare l'efficacia della regolazione si calcolano le perdite totali della rete e opportuni indicatori di tensione nel caso con e senza regolazione. In tal modo, si valutano i pro e i contro di ogni tipologia di regolazione, considerando che l'obiettivo principale è di minimizzare gli indicatori di tensione e le perdite totali della rete.

A seguito della regolazione tramite i vari dispositivi, si effettua un'analisi di Pareto variando in maniera casuale per ogni scenario analizzato i parametri di funzionamento dei componenti, ad esempio i limiti di tensione dei generatori fotovoltaici e

i parametri del controllo proporzionale integrativo dell'OLTC. In particolare, il numero di scenari totali è pari a mille e per ognuno di esso si ottengono delle soluzioni differenti. Dopodiché, dall'insieme di tutte le soluzioni calcolate, si determinano quelle appartenenti al fronte di Pareto, ovvero le soluzioni non dominate per i quali non esiste alcun punto che sia migliore contemporaneamente per tutte le funzioni obiettivo analizzate.

Successivamente, si applica il metodo TOPSIS per determinare la classifica delle migliori soluzioni appartenenti al fronte di Pareto e analizzare i parametri di ingresso della regolazione che permettono di ottimizzare le soluzioni.

Infine, si effettua un'analisi di sensitività per valutare come cambiano i risultati in funzione dei pesi attribuiti ad ogni funzione obiettivo.

Tutte le simulazioni sono sviluppate in ambiente Matlab, anche se in commercio esistono altri programmi, ad esempio OpenDSS che si utilizza soprattutto per il calcolo dei flussi di potenza.

Capitolo 1

1 Cenni sulla generazione distribuita e sulla regolazione di tensione

1.1 Generazione distribuita

Le reti elettriche di distribuzione sono in continua espansione a causa dell'aumento dei sistemi di generazione distribuita connessi alle reti di media tensione (MT) e bassa tensione (BT). Il termine "generazione distribuita" (GD), come indicato nello standard IEEE 1547 [1], indica la produzione di energia in prossimità dei luoghi in cui essa viene utilizzata.

Nel corso degli anni, la costante crescita di GD è stata favorita da diversi fattori, quali ad esempio: diminuzione del costo dei generatori fotovoltaici, decrescita del costo di produzione dell'energia elettrica, evoluzione del mercato elettrico con conseguente nascita di incentivi [2].

La continua evoluzione nel campo della produzione di energia rinnovabile favorisce lo sviluppo di micro-reti interconnesse in grado di scambiare informazioni in tempo reale garantendo una minore dipendenza dalle grandi centrali elettriche di produzione, oltre ad un miglioramento della continuità di servizio.

L'aumento della generazione distribuita rappresenta una sfida per i DSO (Distribution System Operators) che devono garantire il rispetto dei vincoli di tensione e di corrente al fine di ottenere elevata efficienza e funzionalità del sistema elettrico.

Nelle reti caratterizzate da una forte presenza di GD, aumenta la probabilità di ottenere violazioni di tensione, frequenza e corrente, oltre all'inversione dei flussi di potenza. Tali problematiche rendono le reti più vulnerabili soprattutto durante la presenza di guasti. Tuttavia, questi problemi si possono attenuare effettuando la regolazione di tensione.

1.1.1 Effetti dovuti all'incremento della generazione distribuita

Gli aspetti normativi della generazione distribuita sia in bassa tensione (BT) che in media tensione (MT) sono descritti dalle norme CEI 0-21 e CEI 0-16 [3]. La presenza di GD nei sistemi di distribuzione in BT rende le reti attive e implica una modifica della struttura originaria del sistema.

Di seguito, sono elencate le principali problematiche che si possono verificare a causa di un'elevata presenza di GD:

- ✓ Inversione dei flussi di potenza: nel caso in cui ci siano porzioni di rete caratterizzate da un'elevata penetrazione di GD, potrebbe accadere che in alcuni nodi la potenza prodotta sia maggiore rispetto a quella assorbita dal carico e quindi si verifica una inversione dei flussi di potenza verso la rete di MT [4].
- ✓ Fluttuazioni delle tensioni: la variabilità e l'imprevedibilità della produzione di energia tramite impianti fotovoltaici, implicano elevate fluttuazioni di tensione lungo le dorsali che possono provocare problemi di power quality. La regolazione di tensione svolge un ruolo fondamentale poiché garantisce il controllo e l'attenuazione delle variazioni di tensione nodali. Per l'analisi dei profili di tensione con e senza GD, si considera una rete di distribuzione in BT costituita da una dorsale con presenza di carico e di generazione fotovoltaica, come mostrato in Figura 1.1 [4];

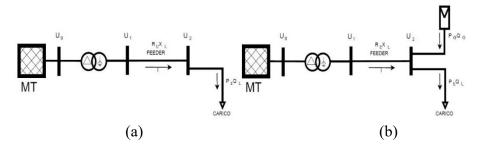


Figura 1.1. Rete di distribuzione in BT con presenza di carico (a) e anche di generazione fotovoltaica (b) [4]

Nella configurazione (a), al nodo 2 è collegato solo un carico, invece nella configurazione (b), oltre al carico è presente anche un impianto fotovoltaico. In Figura 1.2 sono rappresentati i profili di tensione lungo le dorsali relative alle due configurazioni.

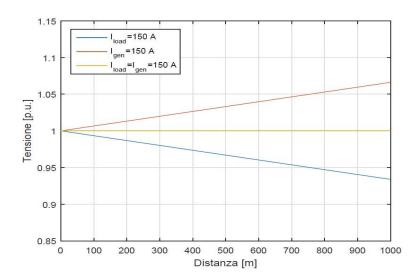


Figura 1.2. Profili di tensione relativi ad un feeder con presenza di carico e di generazione fotovoltaica [4]

Dalla Figura 1.2 si deduce che il profilo di tensione in blu relativo alla configurazione (a) decresce lungo il feeder a causa delle cadute di tensione [4]. Invece, per la configurazione (b), il profilo di tensione in rosso aumenta lungo il feeder raggiungendo valori più elevati in prossimità del nodo con presenza di generazione fotovoltaica. L'aumento di tensione è dovuto al fatto che l'ampiezza della corrente generata è maggiore di quella assorbita dal carico. Infine, sempre per la configurazione (b), il profilo di tensione in giallo è costante lungo il feeder poiché le due correnti si compensano e quindi non vi è caduta di tensione.

In alcuni casi, l'eccessiva fluttuazione di tensione potrebbe provocare il distacco dell'inverter, con conseguente azzeramento della produzione di energia. Per evitare tale problema, si regola la tensione in modo tale da rispettare i limiti imposti dalle norme. Ad esempio, secondo la norma CEI 0-21, i limiti di tensione inferiori e superiori da non superare sono 90% e 110% della tensione nominale [3].

- ✓ **Aumento dell'inquinamento armonico**: a causa della presenza di sistemi di conversione da corrente continua ad alternata o altri tipi di convertitori che operano ad una frequenza diversa da quella elettrica europea si verifica un aumento del contenuto armonico associato alla corrente e alla tensione.
- ✓ **Hosting capacity**: si tratta del numero di utenti attivi che possono essere allacciati ad una rete di distribuzione di BT senza causare violazioni di portata delle linee.

Per mitigare i problemi elencati precedentemente, si può scegliere di espandere la rete e quindi modificare la sua configurazione originale e/o effettuare la regolazione di tensione distribuita e/o centralizzata.

Nei successivi capitoli si analizzeranno i vantaggi e gli svantaggi riguardo all'espansione delle reti e all'utilizzo dei vari metodi di regolazione della tensione.

1.2 Generatori fotovoltaici

Nel corso degli anni si è verificata una forte crescita del numero di impianti fotovoltaici, soprattutto grazie alla diminuzione del costo dei moduli e dell'energia prodotta dagli stessi. La grandezza caratteristica è detta Levelized Cost of Electricity (LCOE) definita come: il costo medio netto della generazione di energia elettrica per un impianto di generazione, in questo caso un impianto fotovoltaico. In Figura 1.3 è mostrato l'andamento del LCOE per alcuni paesi Europei.

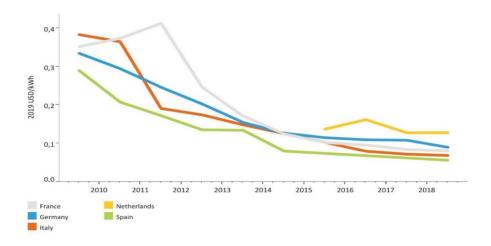


Figura 1.3. Andamento del LCOE per alcuni paesi Europei [5]

Negli ultimi anni l'andamento del LCOE in alcuni paesi Europei ha subito una forte decrescita. Ad esempio, in Italia dal 2010 al 2019, l'LCOE è diminuito raggiungendo un valore sotto 0.1 USD/kWh.

La Figura 1.4 mostra la tendenza decrescente del costo medio di un modulo fotovoltaico differenziato per tecnologia e paese di produzione.

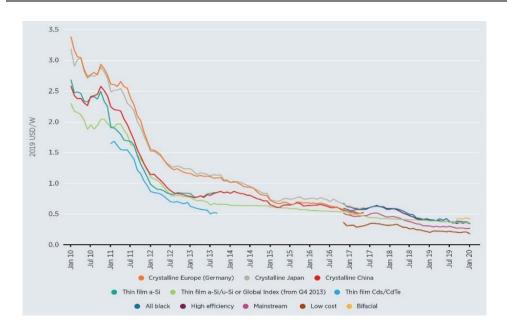


Figura 1.4. Costo medio di un modulo fotovoltaico differenziato per tecnologia e paese di produzione [6]

Dalla Figura 1.4 si evince come nel corso degli anni, in Europa, in Cina e in Giappone, il prezzo di un singolo modulo fotovoltaico ha subito una forte riduzione, raggiungendo valori inferiori a 0.5 USD/W.

In Figura 1.5 è mostrata la capacità fotovoltaica totale installata in Europa dal 2010 al 2019. Per definizione, la capacità fotovoltaica indica la massima potenza erogabile da un impianto di generazione.

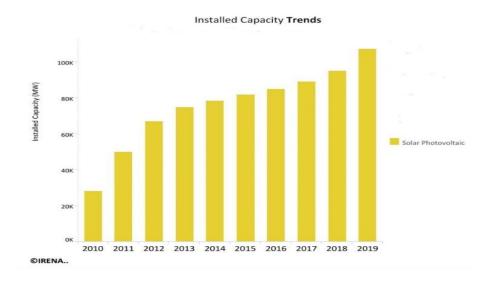


Figura 1.5. Evoluzione della capacità fotovoltaica totale installata in Europa [5]

Come si evince dalla Figura 1.5, la massima capacità fotovoltaica installata in Europa aggiornata al 2019 è superiore a 100 GW, mentre quella installata a livello mondiale è circa 370 GW [7].

Dai dati estrapolati da Terna [8], si evince come negli ultimi anni in Italia si è verificato un incremento della potenza prodotta, raggiungendo un valore superiore ai 20 GW, come mostrato in Figura 1.6 [8].

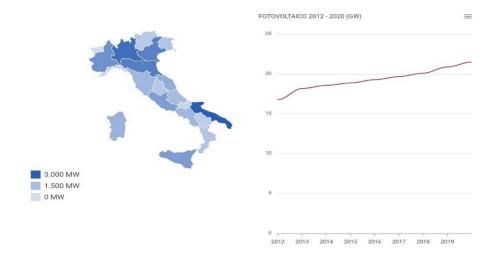
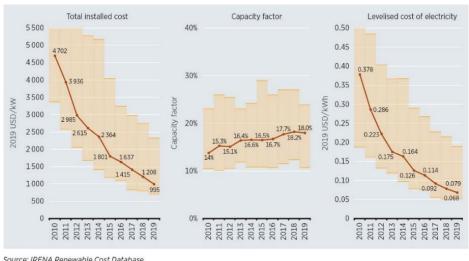


Figura 1.6. Andamento della potenza fotovoltaica prodotta in Italia [8]

In Figura 1.7 sono mostrati gli andamenti medi globali del costo totale di un impianto fotovoltaico, fattore di capacità e LCOE [6].



Source: IRENA Renewable Cost Database.

Figura 1.7. Andamento medio globale del costo totale di installazione, fattore di capacità fotovoltaica e LCOE dal 2010 al 2019 [6]

Dalla Figura 1.7 si deduce come nel corso degli anni la realizzazione di un impianto fotovoltaico abbia subito una diminuzione di costo, infatti al giorno d'oggi si stima un costo medio pari a circa 1000 USD/W e un valore minimo di LCOE pari a 0.068 USD/kWh.

1.2.1 Radiazione solare

Il sole può essere considerato come un corpo nero, ovvero un emettitore ideale di radiazione solare ad una temperatura di circa 5800 K.

La grandezza che quantifica il contenuto energetico della radiazione emessa dal sole è l'irradianza solare indicata con la lettera *G*. Essa si calcola rapportando la densità di potenza della radiazione solare rispetto all'unità di superficie e si misura in W/m² [9]. In prossimità del sole l'irradianza è pari a 60.000 kW/m², ma all'aumentare della distanza essa diminuisce. Fuori dall'atmosfera terrestre ad una distanza di 150 milioni di chilometri il valore dell'irradianza è pari a 1360 W/m² (valore medio di riferimento). A causa dei fenomeni legati alla riflessione e all'assorbimento dell'atmosfera terrestre, il massimo valore di irradianza considerato per il suolo terrestre è circa 1000 W/m².

L'aleatorietà della produzione di energia tramite fonte solare, oltre ad essere causata dall'alternanza luce buio, dipende dall'irradianza disponibile al suolo che è inferiore rispetto a quella teorica a causa di diversi fattori, quali ad esempio, distanza tra la terra e il sole, condizioni climatiche, fenomeni di riflessione e assorbimento da parte di molecole presenti nell'aria (anidride carbonica, ozono, vapore acqueo). Per queste ragioni, l'irradianza si calcola tramite l'equazione 1.1.

$$G = G_b + G_d + G_a \tag{1.1}$$

dove:

- G è la radiazione totale che colpisce la superficie terrestre;
- G_b è la componente diretta della radiazione totale, ovvero una quantità della radiazione solare che raggiunge la superficie senza essere ostacolata da nessun corpo presente in atmosfera;
- G_d è la componente diffusa della radiazione totale, ovvero quella che penetra attraverso le sostanze presenti in atmosfera;
- G_a è la componente di radiazione che dopo aver colpito la superficie terrestre viene riflessa raggiungendo la superficie di interesse, ad esempio un modulo fotovoltaico. Essa è chiamata "albedo", infatti si definisce un

fattore di albedo che è intrinseco di ogni superficie. Un elevato fattore di albedo implica una maggiore quantità di radiazione riflessa dalla superficie.

La Figura 1.8 mostra le componenti dell'irradianza solare.

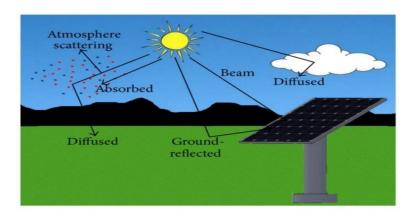


Figura 1.8. Componenti dell'irradianza solare che incidono su un modulo fotovoltaico [10]

La quantità di radiazione solare che impatta su una superficie dipende anche da un indice di massa d'aria indicato con "AM". Esso è minimo quando il sole è perfettamente verticale rispetto al piano della superficie considerata, quindi in questo caso la luce solare compie il percorso più breve attraverso l'atmosfera.

Invece, se il sole si trova ad una angolazione minore, il percorso diventa più lungo e quindi vi è una maggiore dispersione e una minore densità di radiazione solare. L'indice di massa d'aria si calcola tramite l'equazione 1.2 [11].

$$AM = \frac{p(z)}{p(0)} \cdot m(0, \alpha) \cong \frac{p(z)}{p(0)} \cdot \frac{1}{sen(\alpha)}$$
(1.2)

dove:

- p(z) è la pressione atmosferica alla quota z;
- p(0) è la pressione atmosferica al livello del mare che è pari a $1.013 \cdot 10^5$ Pa;
- α è l'angolo di elevazione del sole sull'orizzonte locale considerato, chiamato angolo di Zenith.

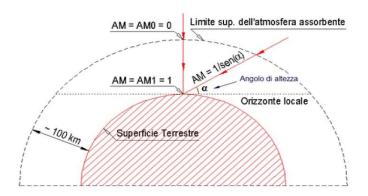


Figura 1.9. Valori caratteristici dell'indice di massa d'aria AM in funzione dell'angolo α [11]

Come indicato in Figura 1.9, i valori caratteristici dell'indice di massa d'aria AM sono:

- \checkmark AM = 0 all'esterno dell'atmosfera;
- ✓ AM = 1 in condizioni di cielo sereno e quando il sole è allo Zenith $(sen(\alpha) = sen(90) = 1)$;
- \checkmark AM = 2 se l'angolo α è pari a 30°.

Come si evince dalla Figura 1.9, se l'angolo α diminuisce l'indice di massa d'aria aumenta (vedasi equazione 1.2).

Nell'ambito della produzione e collaudo di moduli fotovoltaici si usano le Standard Test Condition indicate con l'acronimo STC.

In Tabella 1-1, sono indicati i valori in condizioni standard di: irradianza, temperatura e indice di massa d'aria.

Tabella 1-1. Valori delle grandezze elettriche dei moduli fotovoltaici in Standard Test Condition (STC)

Parametro	Valore	Unità di misura
Т	25	°C
G	1000	W/m ²
AM (Air mass)	1.5	/

1.2.2 Effetto fotovoltaico e cella solare

L'elemento fondamentale che costituisce un impianto fotovoltaico è la cella solare, la quale può essere realizzata in silicio amorfo (a-Si), silicio monocristallino (m-Si) o policristallino (p-Si) [12]. Il motivo per cui si utilizza un materiale semiconduttore e non altri tipi di materiale, riguarda l'energia necessaria (energy gap, E_g) per sollecitare gli elettroni e portarli dalla banda di valenza verso quella di conduzione. Come mostrato in Figura 1.10, l'energy gap per i semiconduttori assume un valore intermedio rispetto a quello dei conduttori e degli isolanti.

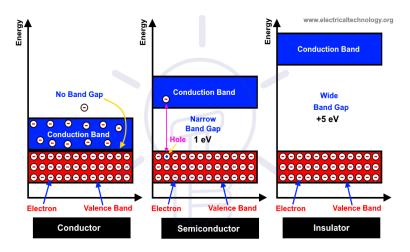


Figura 1.10. Energy gap per ogni tipologia di materiale [13]

Per analizzare e comprendere il funzionamento di una cella, essa viene considerata come se fosse un diodo, il quale è costituito da una giunzione P-N.

Nel caso di silicio cristallino, la realizzazione della giunzione P-N avviene sovrapponendo uno strato con drogaggio di tipo N contenente impurità del quinto gruppo tipo il Fosforo (P), su un substrato con drogaggio di tipo P contenente impurità del terzo gruppo tipo il Boro (B). A causa della vicinanza dei due strati, si crea una diffusione di elettroni dallo strato N verso lo strato P determinando una regione carica positivamente. Anche le lacune si spostano verso lo strato N creando a loro volta una regione carica negativamente. Questo fenomeno migratorio delle lacune e degli elettroni termina quando il campo elettrico di giunzione controbilancia il moto di diffusione.

In Figura 1.11 è rappresentato un circuito costituito da una cella solare vista come generatore, che alimenta un piccolo carico, in questo caso una lampadina.

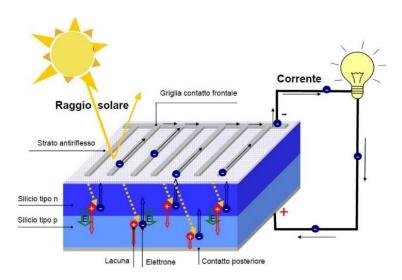


Figura 1.11. Rappresentazione di una cella fotovoltaica inserita in un circuito elettrico [14]

L'equilibrio elettrico che si è formato tra i due strati P ed N si altera quando la radiazione solare incide sulla superficie della cella. Il passaggio di un elettrone dalla banda di valenza alla banda di conduzione avviene solo se le particelle che compongono la radiazione solare (fotoni) hanno una energia superiore all'energy gap E_g . In tal modo, finché c'è radiazione solare, si crea un flusso di elettroni e quindi una corrente fotovoltaica indicata con I_{ph} che fluisce dalla giunzione N verso la giunzione P, la quale implica presenza di coppie elettroni/lacune.

Dato che non tutti i fotoni sono dotati di un'energia superiore all'energy gap, una parte di radiazione solare è persa in calore. Ulteriori motivi per cui si verificano delle perdite di energia sono [9]:

- ✓ riflessione di alcuni fotoni la quale provoca la non incidenza sulla cella;
- ✓ ricombinazione di alcune coppie lacuna/elettrone prima di essere separati dal campo elettrico di giunzione e quindi dar luogo alla corrente elettrica;
- ✓ resistenza intrinseca della parte frontale della cella.

Dal punto di vista elettrotecnico, la cella fotovoltaica è rappresentata tramite un circuito equivalente come quello mostrato in Figura 1.12. Esso è costituito da un generatore di corrente e un diodo in antiparallelo. Per tenere conto delle perdite, si

considerano la resistenza R_p (dove il pedice "p" indica parallelo) e la resistenza R_s (dove il pedice "s" indica serie). Quest'ultima è collegata in serie alla resistenza del carico.

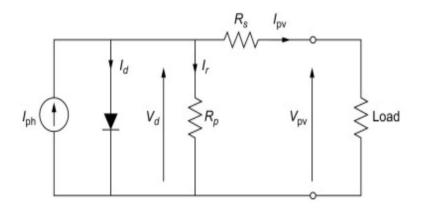


Figura 1.12. Circuito equivalente di una cella fotovoltaica [15]

Nel circuito:

• I_{ph} è la corrente generata per effetto fotovoltaico che fluisce attraverso il carico. Essa è proporzionale alla superficie S della cella e all'irradianza G e ad un coefficiente k il cui valore cambia in base al tipo di cella considerato. La corrente I_{ph} si calcola tramite l'equazione 1.3 [15]:

$$I_{ph} = k \cdot S \cdot G \tag{1.3}$$

- I_d è la corrente che fluisce attraverso il diodo;
- I_r indica la corrente di dispersione tra la piastra e la griglia;
- V_d è la tensione ai capi del diodo che tiene conto dei fenomeni di ricombinazione lacuna/elettrone che avvengono all'interno della cella;
- R_s è la resistenza dei due strati di silicio e dei contatti metallici;
- R_p rappresenta la resistenza di shunt che tiene conto delle perdite dovute alle correnti di dispersione che si richiudono all'interno della cella;
- V_{PV} è la tensione ai morsetti della cella.

Applicando la legge di Kirchhoff in corrente e in tensione si calcolano la corrente I_{PV} che attraversa la resistenza R_s e la tensione V_{PV} ai morsetti della cella:

$$I_{PV} = I_{ph} - I_d - I_r = I_{ph} - I_d - \frac{V_d}{R_p}$$
(1.4)

$$V_{PV} = V_d - R_s \cdot I_{PV} \tag{1.5}$$

In Figura 1.13 è rappresentata la caratteristica Tensione – Corrente (V-I) di una cella fotovoltaica ottenuta trascurando la corrente di dispersione superficiale I_r e la caduta di tensione ai capi della resistenza R_s .

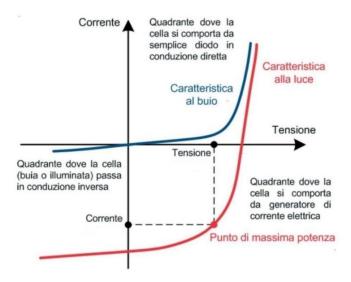


Figura 1.13. Caratteristica *V-I* di una cella fotovoltaica [15]

In Figura 1.13 è mostrata sia la caratteristica *V-I* in condizioni di buio che quella in condizioni di luce. In queste ultime condizioni, la giunzione riveste il ruolo di sorgente di coppie elettrone/lacuna, pertanto il suo comportamento è analogo a quello di un diodo collegato in parallelo ad un generatore di corrente.

La cella su cui incide il fascio di luce ha una caratteristica equivalente a quella di un diodo, ma traslata verticalmente verso il basso di una quantità pari alla corrente I_{ph} generata per effetto fotovoltaico.

Invece, per quanto riguarda la caratteristica della cella in condizioni di buio, dalla Figura 1.13 si evince che è analoga a quella di un diodo polarizzato in modo diretto, infatti è situata nel primo quadrante e la corrente prodotta è nulla, mentre nel terzo quadrante il comportamento è analogo a quello di un diodo polarizzato inversamente. Analizzando la caratteristica V-I di una cella irraggiata, si nota che è possibile ottenere un punto di massima potenza P_{max} .

In Figura 1.14 è rappresentata la caratteristica *V-I* di una cella fotovoltaica (vedasi curva in azzurro) con anche la curva di potenza estraibile dalla cella (vedasi curva in arancione).

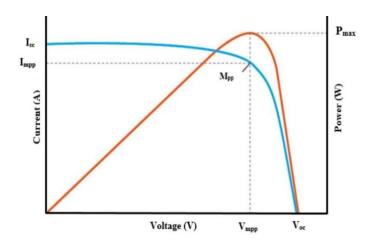


Figura 1.14. Caratteristica *V-I* di una cella fotovoltaica con curva della potenza ottenibile dalla cella [15]

La curva arancione è ottenuta moltiplicando i valori di corrente e tensione che rappresentano le coordinate dei punti appartenenti alla curva in azzurro. Il valore di massima potenza si ricava moltiplicando la tensione V_{mpp} per la corrente I_{mpp} , i quali rispettivamente sono minori rispetto alle grandezze caratteristiche V_{oc} e I_{sc} . In particolare, V_{oc} rappresenta la massima tensione ottenuta in condizioni di circuito aperto, invece I_{sc} è la corrente di cortocircuito ricavata cortocircuitando i morsetti della cella fotovoltaica.

In generale, la potenza massima indicata con P_{max} , si calcola moltiplicando i valori di tensione e corrente intermedi tra le condizioni di circuito aperto e di cortocircuito. Per stimare di quanto incidono le perdite sulla potenza massima ottenibile, si calcola il "fill factor" effettuando il rapporto tra la massima potenza e il prodotto di tensione e corrente in condizioni di circuito aperto e cortcocircuito, come indicato nell'equazione 1.6:

$$K_f = \frac{P_{max}}{U_{oc} \cdot I_{sc}} \tag{1.6}$$

Un aumento delle perdite implica una diminuzione del K_f rispetto a quello massimo ottenibile che è pari a 1. Un modulo fotovoltaico di qualità maggiore avrà un K_f più vicino a 1. I valori tipici del K_f sono $0.5 \div 0.6$ per una cella realizzata in silicio non cristallino e $0.7 \div 0.8$ per una in silicio cristallino.

Dopo aver determinato i valori di V_{oc} e I_{sc} , si determinano i punti intermedi della curva V-I effettuando i seguenti procedimenti: si mantiene l'irradianza solare costante, si applica una tensione ai morsetti della cella e si misura il valore di corrente ottenuto. Dopodiché, si ripete lo stesso procedimento, ma si utilizzano valori di irradianza variabili al fine di ottenere delle caratteristiche V-I differenti, come mostrato in Figura 1.15 [15].

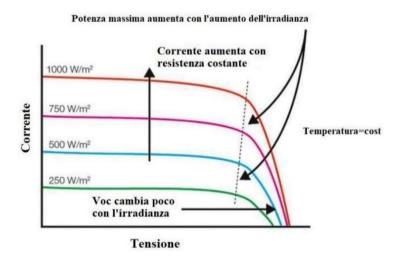


Figura 1.15. Dipendenza della caratteristica V-I dall'irradianza solare [15]

In Figura 1.15 è evidente come la caratteristica V-I dipende dalla temperatura e dall'irradianza, infatti un aumento di quest'ultima, mantenendo una temperatura costante, implica un incremento della corrente di cortocircuito I_{sc} e della tensione a circuito aperto V_{oc} , anche se quest'ultima subisce delle variazioni minori rispetto alla corrente. Inoltre, dato che l'area sottesa alla curva rappresenta il valore di massima potenza, si afferma che un aumento di irradianza implica un'area sottesa maggiore e quindi un aumento della potenza massima estraibile dalla cella.

Invece, se si considera un aumento della temperatura, mantenendo costante l'irradianza, la corrente di cortocircuito I_{sc} varia di poco, a differenza della tensione V_{oc} che subisce una maggiore variazione, come mostrato in Figura 1.16 [15].

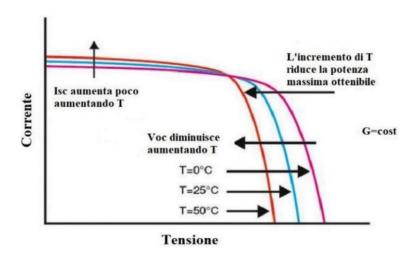


Figura 1.16. Dipendenza della caratteristica V-I dalla temperatura [15]

Dai grafici analizzati si afferma che la corrente dipende maggiormente dall'irradianza, invece la tensione dalla temperatura.

1.2.3 Caratteristiche di un modulo fotovoltaico

Un modulo fotovoltaico è realizzato collegando in serie più celle, di solito 36 o 72. In Figura 1.17 è presente uno spaccato di un modulo fotovoltaico composto da 36 celle racchiuse da due pannelli piani, di cui quello anteriore è realizzato in vetro temperato e quello posteriore in materiale plastico opaco alla luce.

Le celle sono racchiuse da una resina siliconica chiamata Etil-vinil-acetato (EVA) in grado di saldare i due pannelli e quindi aumentare la solidità del modulo.

Infine, nella parte posteriore è presente la junction box che è una scatola contenente tutti i cavi per le connessioni elettriche.

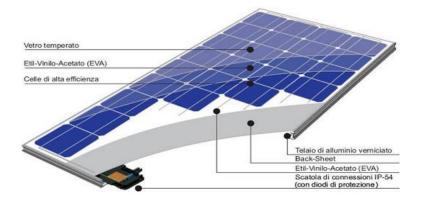


Figura 1.17. Struttura di un modulo fotovoltaico [9]

La necessità di utilizzare dei moduli fotovoltaici nasce dal fatto che le tensioni e le correnti devono essere compatibili con quelle richieste dagli utilizzatori. Ai morsetti di una singola cella, in condizioni ottimali, si riesce ad ottenere una tensione V_{oc} pari a $0.5 \div 0.6$ V e all'incirca una corrente I_{sc} che oscilla dai $4 \div 8$ A, in base alla sua superficie. Se si collegano più moduli fotovoltaici in serie o in parallelo si ottengono dei valori di tensione e di corrente maggiori.

In Figura 1.18 è mostrato il collegamento in parallelo e in serie tra due moduli fotovoltaici.

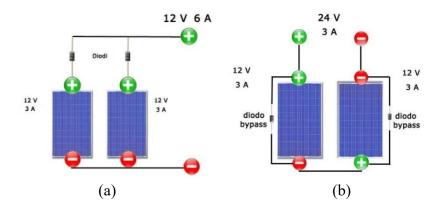


Figura 1.18. Collegamento in parallelo tra due moduli con diodo di blocco (a) e in serie con diodi di by-pass (b) [16]

Collegamento in parallelo

Se si realizza un collegamento in parallelo, i due moduli sono sottoposti alla stessa tensione. Questo tipo di collegamento permette di aumentare la corrente totale ai due morsetti di uscita, la quale si calcola sommando la corrente prodotta da ciascun modulo, come mostrato in Figura 1.18.a.

Nel caso di ombreggiamento di alcune celle, potrebbe verificarsi che esse funzionino da utilizzatori e quindi per evitare tale condizione si inseriscono dei diodi di blocco che evitano la circolazione di corrente tra i moduli o tra le stringhe (più moduli disposti in serie), come mostrato in Figura 1.18.a.

Collegamento in serie

Se si realizza un collegamento in serie, i due moduli sono attraversati dalla stessa corrente. Questo tipo di collegamento, si effettua per aumentare la tensione totale tra i due morsetti di uscita, che si calcola sommando le tensioni ai capi di ciascun modulo, come mostrato in Figura 1.18.b.

Nel caso in cui alcune celle sono ombreggiate, potrebbe accadere che esse funzionino come dei diodi polarizzati inversamente e quindi si comportino da utilizzatori dissipando la potenza generata dagli altri moduli.

Se la cella dissipa una potenza maggiore rispetto a quella massima consentita, si possono formare in alcune parti del modulo degli "hot spot", ovvero delle sovratemperature che potrebbero provocare dei guasti. Per evitare questo fenomeno, si utilizzano dei diodi di bypass che svolgono la funzione di isolare elettricamente i moduli ombreggiati, come rappresentato in Figura 1.18.b.

1.2.4 Inverter fotovoltaici

L'inverter rappresenta il "cuore" di un impianto fotovoltaico poiché è un convertitore in grado di ricevere in ingresso grandezze elettriche continue e fornire in uscita grandezze alternate.

Alcuni inverter al loro interno sono costituiti da sistemi in grado di inseguire il punto di massima potenza indicato con l'acronimo MPPT (Maximum Power Point Tracker) [9].

L'inverter fotovoltaico può essere di tipo monofase o trifase ed è costituito da interruttori che commutano ad una determinata frequenza di commutazione e garantiscono la conversione da grandezze continue ad alternate ad una frequenza pari a quella di rete (50/60 Hz).

La Figura 1.19 mostra un esempio di un impianto fotovoltaico interfacciato con la rete attraverso un inverter monofase. In questo caso, il convertitore a tensione impressa (VSI – Voltage Source Inverter) è alimentato da una stringa fotovoltaica ottenuta collegando in serie più moduli. In parallelo alla stringa è inserita una capacità che stabilizza la tensione lato DC dell'inverter. Quest'ultimo è costituito da due gambe di cui ognuna è formata da due diodi (D1 e D2 o D3 e D4) e due interruttori (S1 e S2 o S3 e S4) che possono essere dei Mosfet o degli IGBT.

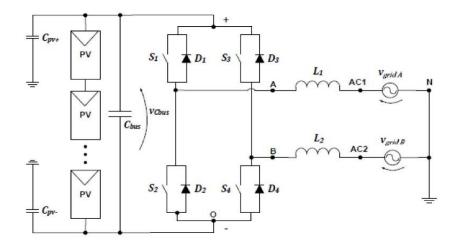


Figura 1.19. Circuito di un impianto fotovoltaico con inverter monofase [17]

In Figura 1.20 è rappresentato un circuito costituito da un impianto fotovoltaico e un inverter trifase con presenza di IGBT [17].

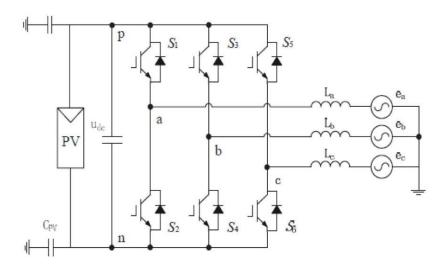


Figura 1.20. Circuito di un impianto fotovoltaico con inverter trifase [17]

1.2.5 Tecniche di modulazione

Per i convertitori elettronici di potenza esistono diverse tecniche di modulazione che stabiliscono lo stato istantaneo degli interruttori di potenza per ottenere in uscita la forma d'onda di tensione desiderata.

Una delle tecniche di modulazione più utilizzata è la "Pulse Width Modulation" indicata con l'acronimo "PWM" che permette di regolare la tensione sia in ampiezza che in frequenza. Per applicare questa tecnica si definiscono le due seguenti forme d'onda:

- ✓ **Modulante**: rappresenta la forma d'onda che si vuole ottenere ai morsetti di uscita dell'inverter. Nel caso di un'interfaccia con la rete elettrica a f = 50 Hz si ottengono delle grandezze sinusoidali di tale frequenza;
- ✓ **Portante**: è una forma d'onda triangolare che può essere bipolare o unipolare con frequenza pari a quella di commutazione (f_s) che è molto più elevata rispetto a quella elettrica (f), ad esempio $10 \div 20 \text{ kH}_z$.

In Figura 1.21 si confronta la modulante (forma d'onda sinusoidale) con la portante (forma d'onda triangolare bipolare) per ottenere un segnale che permette di pilotare gli interruttori controllabili e ottenere in uscita la forma d'onda sinusoidale, come mostrato in Figura 1.22.

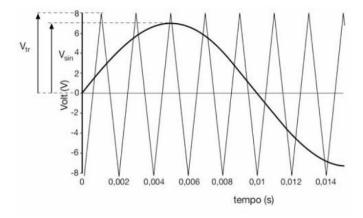


Figura 1.21. Rappresentazione della modulante e della portante nel caso di modulazione PWM [16]

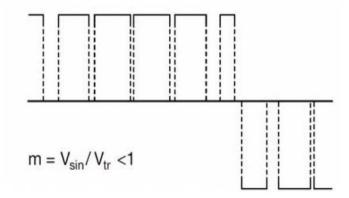


Figura 1.22. Rappresentazione della forma d'onda modulata ottenuta dal confronto tra la modulante e la portante [16]

Dalla forma d'onda mostrata in Figura 1.22, si estrapola la sinusoide desiderata avente una frequenza pari a quella di rete, ad esempio $f=50~{\rm H_z}$ ($T=20~{\rm ms}$).

1.3 Regolazione di tensione in letteratura

L'aumento della generazione distribuita nelle reti elettriche di distribuzione e la variabilità dei profili di carico e di generazione possono provocare un incremento delle fluttuazioni di tensione, rendendo le reti meno affidabili e più vulnerabili. Per evitare violazioni di tensione, sovraccarichi di corrente nelle linee e nei trasformatori, si può espandere la rete, aumentando la sua hosting capacity, nei seguenti modi:

- ✓ sostituzione dei trasformatori MT/BT;
- ✓ suddivisione della rete in altre sottoreti tramite l'utilizzo di sezionatori e nuovi trasformatori MT/BT;
- ✓ installazione di cavi paralleli;
- ✓ aumento della sezione dei cavi.

Un'espansione della rete implica una modifica della sua configurazione e un aumento dei costi di installazione e manutenzione [18].

Una possibile soluzione per regolare le tensioni nodali riguarda l'utilizzo della regolazione distribuita e/o centralizzata. In tal caso, si risparmia nei costi di modernizzazione ed espansione della rete e non si modifica la sua struttura.

La regolazione distribuita si effettua solo tramite inverter fotovoltaici, invece per quella centralizzata, si utilizzano più dispositivi, ad esempio: On Load Tap Changer (OLTC), Static Var Compensator (SVC) o Static Synchronous Compensator (STATCOM).

In letteratura, vi sono numerosi articoli che descrivono i vari metodi per effettuare la regolazione di tensione. È di interesse approfondire la regolazione tramite OLTC che è uno degli apparecchi più utilizzati in reti di alta e media tensione. Ad esempio, in [19], è rappresentato il circuito equivalente del trasformatore e si definisce l'espressione analitica che lega la tensione al primario con quella del secondario. In [20], si descrive un metodo di regolazione adatto per reti squilibrate e con elevata penetrazione fotovoltaica. In particolare, la tensione si regola tramite OLTC e inverter che forniscono potenza reattiva, ma non svolgono la funzione di ridurre la potenza attiva generata. In generale, l'OLTC modifica la posizione del tap del trasformatore al fine di ottenere il livello di tensione desiderato. In tal modo, la tensione del nodo in cui è collocato l'OLTC è modificata, ma potrebbe accadere che in altri nodi della rete, soprattutto in quelli con generazione fotovoltaica, ci siano

delle violazioni di tensione, le quali potrebbero essere risolte effettuando una regolazione distribuita, quindi agire localmente [18].

Considerando l'importanza dell'argomento trattato, in quest'ultimo articolo si descrive come migliorare le prestazioni riguardo al calcolo dei flussi di potenza. In reti elettriche di grandi dimensioni, la velocità di calcolo può ridursi e per queste ragioni in questo caso si applica il "Fuzzy Logic Controller", ovvero un controllo che velocizza il calcolo dei flussi di potenza basato sul metodo Backward Forward Sweep (BFS). Quindi, il modello di calcolo implementato ottimizza i dati di ingresso al fine di risolvere il calcolo dei flussi di potenza nel minor tempo possibile. In questi ultimi articoli, la logica di regolazione si basa sulla presenza di un sistema di comunicazione tra gli inverter presenti nella rete e la cabina in cui è collocato l'OLTC. Rispetto al tipo di regolazione proposto in [20], in [21], si analizza una rete di MT divisa in più zone, di cui ognuna è caratterizzata dalla presenza di un autotrasformatore e/o altri apparecchi per il controllo della tensione (banchi di condensatori, STATCOM). Inoltre, gli inverter vengono regolati in accordo con gli altri dispositivi centralizzati e svolgono anche la funzione di ridurre la potenza attiva generata. La logica di regolazione si basa su un controllo centralizzato che si occupa di coordinare il funzionamento delle apparecchiature garantendo la loro regolazione in tempi diversi. Se si effettua la regolazione solo tramite OLTC, si introduce un ritardo nel cambio del tap in modo tale da minimizzare il numero di tap totali. In tal modo, si ha il tempo di comunicare con gli altri dispositivi e se essi riescono ad evitare le violazioni di tensione, allora il controllo è disabilitato e la posizione del tap non cambia, altrimenti si effettua la variazione. Il controllo per la regolazione tramite OLTC è di tipo proporzionale integrativo (PI). Dai risultati ottenuti, si evince che questo metodo implica una buona attenuazione delle fluttuazioni di tensione.

Anche in [22], si descrive una regolazione di tensione in cui è presente un coordinamento tra i vari dispositivi. In questo caso, la rete analizzata è di MT e squilibrata (IEE 123). In questo articolo, oltre alla presenza di OLTC, sono presenti anche degli SVC. In particolare, viene posto il problema di ottimizzare la regolazione effettuata dai vari apparecchi. Si definisce una funzione obiettivo che è ottenuta dalla combinazione lineare di tre funzioni che minimizzano le seguenti grandezze: perdite totali della rete, numero di tap dell'OLTC, utilizzo dell'SVC. Ad ogni funzione obiettivo è attribuito un coefficiente in modo tale da pesare il suo contributo rispetto a quello delle altre funzioni. Le simulazioni sono eseguite modificando i valori dei coefficienti al fine di analizzare come evolvono le prestazioni di regolazione.

In [23], la tensione si regola tramite inverter fotovoltaici che iniettano o assorbono solo potenza reattiva capacitiva o induttiva al fine di stabilizzare la tensione al punto di comune accoppiamento (PCC) e interagiscono tra di loro grazie ad un coordinamento su linea BUS di comunicazione in tempo reale. Si sottolinea che la logica di regolazione prevede l'utilizzo di regolatori proporzionali integrativi (PI).

L'obiettivo è quello di garantire un controllo della tensione ad anello chiuso tra la rete e i sistemi di generazione e rendere la regolazione veloce ed efficiente.

Anche in [24], la tensione si regola tramite inverter i quali sono coordinati e controllati tramite regolatori proporzionali integrativi (PI). Inoltre, si minimizza la potenza reattiva fornita durante la regolazione e si controlla il fattore di potenza $(\cos(\phi))$. L'obiettivo consiste nel mitigare le fluttuazioni di tensione e l'elevato contenuto armonico di corrente e di tensione. In tal modo, si favorisce l'aumento del coefficiente di penetrazione fotovoltaica in reti trifase di bassa tensione.

Rispetto al metodo di regolazione proposto in [23], in [25], si effettua una regolazione distribuita e centralizzata considerando un coordinamento tra tutti i dispositivi di regolazione. La rete analizzata è di MT e la regolazione proposta si basa sulla riduzione della tensione, la quale implica una diminuzione della potenza assorbita dai carichi. L'obiettivo di questo tipo di regolazione è di minimizzare il numero di tap/switch dei dispositivi centralizzati e le perdite totali della rete.

Il metodo di regolazione è di tipo genetico e ottimizza il funzionamento di tutti i dispositivi distribuiti e centralizzati. In alcuni casi, per quanto riguarda la regolazione distribuita, gli inverter possono essere raggruppati in zone elettriche.

Purtroppo, in quest'ultimo articolo non è facilmente comprensibile se l'ottimizzazione è eseguita in tempo reale da un real-time simulator in grado di gestire il funzionamento delle varie apparecchiature.

In [26], si esegue una regolazione coordinata tra gli apparecchi distribuiti e centralizzati. Si utilizza un modello dei carichi di tipo ZIP (impedenza, corrente, potenza) e l'ottimizzazione si basa sul metodo Volt – Var Optimization (VVO) che permette di ridurre il numero di tap dell'OLTC. Si definiscono tre funzioni obiettivo di cui la prima è relativa al numero di tap, la seconda allo Step Voltage Regulator (SVR) e la terza alla potenza attiva generata. Le prime due funzioni obiettivo vengono minimizzate, invece la terza viene massimizzata. Dai risultati ottenuti, si nota una diminuzione delle fluttuazioni di tensione e minori costi di manutenzione per i dispositivi centralizzati grazie alla minimizzazione del numero di tap effettuati. Inoltre, in questo metodo, si utilizzano anche dei sistemi di accumulo che contribuiscono a migliorare l'efficacia della regolazione. La novità descritta in questo articolo è la suddivisione dell'ottimizzazione in più zone della rete, infatti quest'ultima è divisa in più zone, di cui ognuna è costituita da un certo numero di dispositivi collegati in cascata.

In [27], si utilizza un metodo adatto a reti di MT squilibrate. Anche in questo articolo, la rete elettrica analizzata è divisa in più zone. Si utilizzano anche gli inverter
che regolano la tensione nodale fornendo potenza reattiva. Si sottolinea che il metodo di regolazione utilizzato in questa tesi non riduce la potenza attiva generata,
bensì la massimizza ed inoltre la regolazione di maggiore interesse è di tipo misto
(distribuita e centralizzata), ma non vi è alcun tipo di coordinamento tra i nodi della
rete, infatti ogni dispositivo è indipendente e regola considerando solo la tensione

del nodo in cui è collocato, senza avere informazioni di quello che avviene in altri nodi. Tutto ciò evita di dover considerare eventuali cambi di configurazione della stessa.

Installare un sistema di comunicazione nodale è una soluzione realizzabile, ma comporta un notevole costo di installazione e soprattutto di manutenzione. Oltre all'aspetto economico, si deve considerare che la rete potrebbe diventare più vulnerabile a causa di eventuali attacchi informatici al sistema di comunicazione. Inoltre, potrebbe accadere che in alcuni nodi ci sia mancanza o debolezza del segnale internet e quindi tutto ciò impatta negativamente sull'efficienza di comunicazione. Per queste ragioni, la regolazione effettuata in questa tesi non considera alcun tipo di coordinamento nodale al fine di garantire una regolazione semplice, funzionale e anche più economica.

Un'altra possibile soluzione per quanto riguarda la regolazione distribuita è descritta in [28]. Si tratta di un metodo adatto a reti di distribuzione di bassa tensione con struttura radiale e con un'elevata penetrazione di generazione fotovoltaica. Nello specifico, le tensioni nodali sono regolate riducendo la potenza attiva prodotta, utilizzando il metodo Active Power Curtailment (APC) al fine di mitigare le sovratensioni che si verificano in caso di elevata generazione e basso carico. La rete analizzata è costituita da due feeder alimentati da un trasformatore 14 kV/240 V e 75 kVA di potenza apparente. Ogni feeder alimenta sei appartamenti tutti dotati di impianti fotovoltaici. Si considera un coefficiente di riduzione della potenza attiva che nel primo caso è uguale per tutti gli inverter, invece nel secondo è differente. Dai risultati ottenuti, si dimostra che per gli inverter collocati a fine feeder è richiesta una maggiore riduzione di potenza attiva rispetto a quelli di inizio feeder, cioè più vicini al trasformatore MT/BT. Inoltre, se tutti gli inverter sono caratterizzati da un coefficiente di diminuzione della potenza attiva differente, si ottengono più perdite rispetto al caso in cui il coefficiente è uguale per tutti. Quest'ultimo metodo è più efficace se è presente un coordinamento tra i nodi della rete. Nel caso in cui gli inverter sono indipendenti tra di loro e quindi non vi è alcun tipo di comunicazione, conviene regolare fornendo solo potenza reattiva. Così facendo, non si modifica la potenza attiva e si massimizza l'energia prodotta dall'impianto, come avviene in [29] e in [30]. In questi ultimi articoli, non si esegue alcun tipo di ottimizzazione, ma essi confermano l'utilità della fornitura di potenza reattiva da parte dei convertitori fotovoltaici. In particolare, in caso di sottotensione, si inietta potenza reattiva capacitiva per aumentare la tensione, invece in caso di sovratensione, si assorbe potenza reattiva induttiva per abbassarla. Il motivo per cui non si utilizzano dispositivi centralizzati riguarda l'elevato costo di installazione e manutenzione e l'esigenza di velocizzare la regolazione.

A differenza del metodo di regolazione proposto in [28], in [31], oltre alla riduzione di potenza attiva (APC), gli inverter forniscono anche potenza reattiva. Rispetto al

caso in cui si considera solo una riduzione della potenza attiva generata, si ottengono dei miglioramenti per quanto riguarda i profili di tensione nodali. Inoltre, per aumentare l'efficacia della regolazione, si utilizzano anche i Battery Energy Storage Systems (BESS). Rispetto ad altri metodi proposti in letteratura, si ha il vantaggio di ridurre la quantità di energia immagazzinata nei sistemi di accumulo e quindi si risparmia nel loro costo di investimento.

Un altro metodo adatto per reti di bassa tensione con elevata presenza di generazione fotovoltaica è descritto in [32]. La regolazione si effettua tramite inverter che forniscono solo potenza reattiva. Si nota che, ogni impianto fotovoltaico è dotato di sistemi di accumulo (BESS). Nei metodi di regolazione tradizionali, gli accumulatori immagazzinano energia non appena la potenza generata supera quella richiesta dalle utenze. Invece, in quest'ultimo articolo, i BESS accumulano energia solo quando la potenza attiva generata è maggiore rispetto ad un valore di soglia indicato con P_{th} (potenza di soglia). Questo tipo di regolazione favorisce la crescita di nuovi impianti fotovoltaici e riduce l'energia persa nei feeder rispetto al caso senza BESS o in cui si regola fornendo solo potenza reattiva. La soglia di potenza attiva tale per cui inizia la fase di ricarica è legata al coefficiente di penetrazione fotovoltaica della rete analizzata. Tuttavia, utilizzando questo metodo, si rischia di sovradimensionare il sistema di accumulo e quindi aumentare il loro costo, scegliere una P_{th} troppo elevata e di conseguenza accumulare meno energia. Nonostante questi aspetti negativi, questo tipo di regolazione implica una limitazione delle sovratensioni nodali e non impatta sulla potenza prodotta dai sistemi fotovoltaici.

Un altro metodo per mitigare le fluttuazioni di tensione, simile a quello descritto in [32], riguarda l'utilizzo coordinato tra gli inverter e i BESS, come descritto in [33]. Nello specifico, in base al tipo di rete in esame, si sceglie il modo in cui regolare la tensione. In reti urbane aventi un rapporto tra la resistenza R e la reattanza X delle linee all'incirca pari ad 1 è sufficiente l'utilizzo degli inverter, mentre in reti rurali caratterizzate da un rapporto R/X di circa $4 \div 5$, è necessario anche l'utilizzo di sistemi BESS. La nota dolente di questo metodo riguarda elevati costi di investimento e l'assenza di regolazione centralizzata.

In letteratura, vi sono numerosi articoli che descrivono le varie tipologie di regolazione evidenziando i vantaggi e gli svantaggi di ogni metodo. Ad esempio, in [34], si valuta l'efficacia dei vari metodi di regolazione e si discute sul fatto che in piccole reti caratterizzate da flussi di potenza prevalentemente unidirezionali si preferisce regolare in modo centralizzato.

A causa della forte crescita di generazione distribuita, soprattutto di impianti fotovoltaici, prevale l'utilizzo di inverter che forniscono potenza reattiva induttiva o capacitiva e stabilizzano in maniera efficace e veloce le fluttuazioni di tensione.

Nelle reti di distribuzione in bassa tensione costituite da generazione fotovoltaica monofase, si possono verificare sbilanciamenti di tensione a causa della compensa-

zione di potenza reattiva che avviene su una singola fase. Tutto ciò, potrebbe causare fluttuazioni di tensione nelle altre due fasi e rappresenta un limite per l'espansione della generazione fotovoltaica. Per queste ragioni, in [35], si utilizza un metodo di regolazione innovativo, in cui l'inverter fornisce potenza reattiva nelle diverse fasi seguendo una logica specifica e con l'obiettivo di mitigare l'interazione tensione – potenza reattiva. Dai risultati ottenuti, si evince che l'utilizzo di un coordinamento di potenza reattiva tra le fasi, implica un miglioramento dei profili di tensione.

Nel nostro caso studio, l'inverter trifase regola in maniera indipendente su ogni fase. In presenza di un inverter monofase, si considera di non avere informazioni sulle altre due fasi attive e quindi le violazioni di tensione si risolvono effettuando la regolazione centralizzata che in ogni caso regola considerando un'indipendenza tra le fasi.

Anche in [36], si tiene conto delle fluttuazioni di tensione causate dalla fornitura di potenza reattiva da parte dell'inverter sulla fase attiva. Potrebbe accadere che durante la regolazione l'inverter fornisca un'elevata quantità di potenza reattiva e vada in saturazione rendendo il sistema di distribuzione più vulnerabile e provocando una maggiore fluttuazione di tensione. Per la risoluzione di questi problemi, si può effettuare un coordinamento tensione – potenza reattiva tra le varie fasi, simile a quello proposto in [35], utilizzando un modello matematico adatto per reti trifase squilibrate. Si tratta di un modello costituito da equazioni composte dai seguenti termini: effetto della singola compensazione reattiva (SVE – Self Var compensation Effect) e mutuo accoppiamento tra le fasi (MVE – Mutual Var compensation Effect).

Dagli articoli presenti in letteratura e dai risultati ottenuti in questa tesi, si afferma che la regolazione mista, quindi sia distribuita che centralizzata è più efficiente rispetto ad altre tipologie di regolazione. Ad esempio, se si regola tramite inverter e OLTC, diminuisce lo "stress" di quest'ultimo poiché si minimizza il numero di tap giornalieri e quindi aumenta la durata di vita dei suoi componenti interni.

Nella Tabella 1-2 sono descritte le caratteristiche principali degli articoli analizzati relativi a reti di media tensione (MT).

Tabella 1-2. Sintesi degli articoli analizzati relativi a reti di media tensione (MT)

Arti- colo analiz- zato	Tipo di rete e di sistema	Tipo di regola- zione	Caratteristiche principali del metodo di re- golazione
[19]	МТ	Centralizzata – OLTC	Definizione di una espressione analitica che lega la tensione al primario del trasformatore con quella al secondario.
[20]	IEE 123 – MT - squi- librato	Mista - inverter e OLTC	Implementazione del "Fuzzy Logic controller" per velocizzare il calcolo dei flussi di potenza basato sul metodo Backward Forward Sweep (BFS). La regolazione distribuita si effettua tramite inverter che forniscono potenza reattiva, invece quella centralizzata tramite OLTC che modifica la posizione del tap del trasformatore tramite un controllo proporzionale – integrativo.
[21]	MT - squi- librato	Mista – inverter, SVR, Capacitor Banks (CB) e OLTC	La regolazione distribuita si esegue tramite inverter che forniscono potenza reattiva e svolgono la funzione di ridurre la potenza attiva prodotta. La regolazione centralizzata si effettua tramite OLTC, SVR, CB. La rete è divisa in più zone e ciascuna di essa è costituita da un certo numero di dispositivi collegati in cascata. È presente un coordinamento tra i vari dispositivi.
[22]	IEE123 – MT - squi- librato	Mista – inverter, SVCs e OLTC	La regolazione distribuita si realizza tramite inverter che forniscono solo potenza reattiva induttiva o capacitiva. La regolazione centralizzata avviene grazie a compensatori statici di potenza reattiva e OLTC. Tutti i dispositivi di regolazione sono coordinati. Lo scopo è di minimizzare le funzioni obiettivo relative alle perdite, al numero di tap e all'utilizzo degli SVC.
[25]	MT	Mista – inverter, OLTC, CB	La regolazione distribuita si effettua tramite inverter che forniscono potenza reattiva capacitiva o induttiva, invece quella centralizzata tramite OLTC, CB (capacitor bank). La tensione è proporzionale alla potenza assorbita dai carichi. Si minimizzano il numero di tap e le perdite totali.

[26]	IEEE 33 - MT	Mista – inverter, SVR, OLTC	La regolazione distribuita si esegue tramite inverter invece quella centralizzata tramite OLTC e SVF (Step Voltage Regulator). Si effettua un'ottimizzazione basata sul metodo Vol Var Optimization (VVO). L'obiettivo è di minimiz zare le perdite, il numero di tap e di massimizzare la potenza attiva generata. Il modello dei carichi utiliz zato è di tipo ZIP (impedenza, corrente, potenza).			
[27]	MT – squilibrato	Mista – inverter, SVR, CB, OLTC	La regolazione distribuita si effettua tramite inverter che forniscono solamente potenza reattiva, invece quella centralizzata tramite OLTC, SVR e CB. La rete elettrica è divisa in più zone e ciascuna di essa è costituita da più dispositivi di regolazione collegati in cascata. È presente un coordinamento tra tutti gli apparecchi della rete. Si minimizzano le funzioni obiettivo relative alle perdite e al numero di tap/switch e si massimizza quella riferita alla potenza attiva generata.			
[34]	MT	Distribuita, centralizzata e mista – inverter, OLTC, SVC, STATCOM	In questo articolo si analizzano diversi metodi di regolazione, ad esempio: distribuita tramite inverter, centralizzata tramite SVC, STATCOM e infine quella mista (distribuita e centralizzata). Per ogni tipologia di regolazione si valutano i vantaggi e gli svantaggi.			

In Tabella 1-3 sono descritte le caratteristiche principali degli articoli analizzati relativi a reti di bassa tensione (BT).

Tabella 1-3. Sintesi degli articoli analizzati relativi a reti di bassa tensione (BT)

Arti- colo ana- lizzato	Tipo di rete e di sistema	Tipo di regola- zione	Caratteristiche principali del metodo di regola- zione
[23]	BT - squili- brato	Distribuita - inverter	Regolazione tramite inverter che forniscono solo potenza reattiva induttiva o capacitiva. È presente un coordinamento in real-time su linea BUS. Gli inverter sono controllati tramite regolatori proporzionali-integrativi (PI).
[28]	BT – su- burbana	Distribuita - inverter	La regolazione distribuita si esegue tramite inverter che svolgono la funzione di ridurre la potenza attiva prodotta (Active Power Curtailment - APC). In particolare, ad ogni inverter è attribuito un fattore di riduzione della potenza attiva. La riduzione di potenza attiva è maggiore per gli inverter più lontani dal trasformatore MT/BT e minore per quelli più vicini.

[29], [30]	ВТ	Distribuita - inverter	La regolazione distribuita si effettua tramite inverter che forniscono potenza reattiva induttiva o capacitiva al fine di stabilizzare i profili di tensione. Il controllo degli inverter è realizzato tramite regolatori proporzionali – integrativi (PI) ed inoltre è presente un sistema di comunicazione tra i nodi della rete.
[31]	ВТ	Mista – inverter, STAT- COM, BESS	La regolazione distribuita è realizzata tramite inverter che forniscono potenza reattiva e hanno il compito di ridurre la potenza attiva generata. Inoltre, si utilizzano anche dei sistemi di accumulo (BESS). La regolazione centralizzata si effettua tramite STATCOM, SVC che forniscono potenza reattiva per mitigare le fluttuazioni di tensione.
[32]	ВТ	Distribuita – inverter con BESS	La regolazione distribuita si effettua tramite inverter che svolgono la funzione di ridurre la potenza attiva prodotta e interagiscono con i sistemi di accumulo per aumentare l'ef- ficacia della regolazione.
[33]	BT – rete urbana e rurale	Distribuita – inverter con BESS	In reti urbane caratterizzate da un rapporto R/X pari a 1, si regola solo tramite inverter che forniscono solo potenza reattiva, invece in reti rurali in cui il rapporto R/X è circa $4 \div 5$, si regola tramite inverter che operano in coordinamento con i BESS.
[35]	BT - squili- brata	Distribuita – inverter	La regolazione distribuita si esegue tramite inverter che forniscono solo potenza reattiva. A causa dell'accoppiamento induttivo tra le fasi, quando l'inverter fornisce potenza reattiva su una fase, sulle altre due si possono verificare delle fluttuazioni di tensione. Per mitigare l'interazione tensione – potenza reattiva, l'inverter fornisce potenza reattiva seguendo una logica specifica descritta attraverso un modello matematico.
[36]	BT - squili- brata	Distribuita – inverter	La regolazione si effettua tramite inverter che forniscono potenza reattiva capacitiva o induttiva. Tramite un coordinamento tensione - potenza reattiva tra le fasi, si minimizza l'accoppiamento induttivo e si migliorano le prestazioni di regolazione. Si utilizza un modello matematico costituto dai seguenti termini: mutuo accoppiamento tra le fasi ed effetto della singola compensazione di potenza reattiva su una fase.

In Tabella 1-4 sono elencate le soluzioni per aumentare la hosting capacity delle reti di distribuzione in bassa tensione e media tensione:

Tabella 1-4. Soluzioni per incrementare la hosting capacity delle reti di bassa tensione (BT)

Tipologia di soluzione	Evitare le violazioni di tensione	Evitare il so- vraccarico dei trasformatori	Evitare il so- vraccarico delle linee
Regolazione distribuita (inverter fotovoltaici)	✓		
Regolazione centralizzata (OLTC, SVCs, STATCOM)	✓		
Espansione della rete (aumento delle sezioni dei cavi, creazione di nuove linee, installazione di nuovi trasformatori, ecc.)	✓	✓	✓

1.4 Tipologie di regolazione effettuate

In questo sottocapitolo si descrivono i vari metodi per effettuare la regolazione di tensione. In particolare, si analizza il funzionamento dei dispositivi e si valutano i pro e i contro di ogni tipologia di regolazione.

I metodi per effettuare la regolazione di tensione sono i seguenti:

- ✓ regolazione di tensione distribuita tramite inverter fotovoltaici;
- ✓ regolazione di tensione centralizzata tramite Static Var Compensator (SVC);
- ✓ regolazione di tensione centralizzata tramite On Load Tap Changer (OLTC).

1.4.1 Regolazione di tensione distribuita tramite inverter fotovoltaici

La regolazione di tensione distribuita prevede l'utilizzo dell'inverter fotovoltaico collegato al nodo in cui avviene la regolazione. Esso controlla continuamente il valore della tensione e non appena si verifica una violazione, fornisce potenza reattiva induttiva o capacitiva per modificare la tensione e stabilizzarla entro i limiti di tensione inferiori e superiori imposti dalle norme. In caso di sovratensione, l'inverter fornisce potenza reattiva induttiva per abbassarla, invece in caso di sottotensione, esso inietta potenza reattiva capacitiva per aumentarla.

Si nota che la massima potenza reattiva che l'inverter può fornire, si ricava dalla curva di capability che è una curva intrinseca di ogni inverter poiché dipende dalla potenza attiva generata dall'impianto fotovoltaico o dalla potenza nominale dell'impianto.

In alcuni momenti della giornata, potrebbe accadere che a causa dell'eccessiva generazione le tensioni nodali superino il 110% della tensione nominale (1.1 p.u), oppure in caso di elevato carico siano inferiori al 90% della tensione nominale (0.90 p.u). In tal caso, avviene il distacco dell'inverter e quindi si azzera la produzione di energia. Tutto ciò deve essere evitato, infatti si effettua la regolazione per stabilizzare la tensione all'interno dei limiti massimi consentiti.

1.4.2 Regolazione di tensione centralizzata tramite Static Var Compensator (SVC)

La regolazione di tensione centralizzata si può effettuare utilizzando un compensatore statico di potenza reattiva indicato con l'acronimo SVC, costituito da dispositivi elettronici di potenza (tiristori) che controllano la corrente capacitiva e induttiva necessaria per stabilizzare la tensione e migliorare il bilanciamento dei carichi [37]. In particolare, la corrente che fluisce attraverso i tiristori è controllata gestendo opportunamente il loro impulso di innesco [38].

Di solito l'SVC è installato in un solo nodo della rete, ad esempio il nodo 1 che rappresenta il lato di BT del trasformatore MT/BT, invece in questo caso si ha la possibilità di collocarlo anche in altri nodi della rete.

Per questo tipo di regolazione non si considera alcun tipo di comunicazione nodale, infatti l'SVC fornisce potenza reattiva induttiva o capacitiva in maniera indipendente senza conoscere quello che avviene in altri nodi della rete.

Si definisce un limite massimo di potenza reattiva che esso può fornire al fine di regolare la tensione nodale garantendo la massima efficacia.

Tiristore

Il tiristore è un dispositivo elettronico di potenza comandabile a 3 morsetti, i quali sono: anodo (A), catodo (K) e gate (G).

La sua struttura interna è formata da tre giunzioni J_1 , J_2 e J_3 ed è rappresentata in Figura 1.23 [39].



Figura 1.23. Struttura di un tiristore (SCR – Silicon Controlled Rectifier) [39]

Il tiristore può assumere uno stato di interdizione (OFF) e uno di conduzione (ON). Si tratta di un dispositivo unidirezionale in corrente, infatti essa fluisce dall'anodo verso il catodo. Per innescare la conduzione si deve iniettare una corrente al morsetto di gate e solo quando essa supera una certa soglia avviene il passaggio della corrente i_A dall'anodo al catodo, come indicato in Figura 1.23.

La caratteristica principale di un tiristore è che nel momento in cui assume lo stato di conduzione (ON) non è possibile comandarlo dall'esterno per spegnerlo (OFF), infatti si deve aspettare che la corrente i_A si annulli naturalmente.

Struttura di un SVC

La struttura di un SVC è mostrata in Figura 1.24 [38].

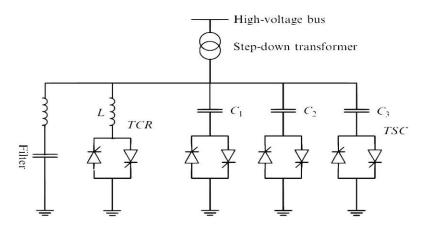


Figura 1.24. Struttura di un SVC [38]

I tiristori presenti all'interno dell'SVC sono comandati tramite dei segnali generati dalla differenza tra la tensione misurata nel nodo in cui è collocato l'SVC e una tensione di riferimento [7].

Dalla Figura 1.21 si evince che la struttura è costituita da Thyristor – Controlled - Reactor (TCR) e Thyristor – Switched - Capacitor (TSC) e da filtri LC (induttanze e capacità) in grado di filtrare la corrente e la tensione.

Thyristor controlled reactor (TCR)

Si tratta di un'induttanza controllata da una coppia di tiristori collegati in antiparallelo. Il valore dell'induttanza può variare in modo continuo in base alla variazione del tempo di accensione del tiristore (t_{on}) .

Thyristor switched capacitor (TSC)

In questo caso l'induttanza è rimpiazzata da un banco di condensatori controllati da tiristori. Si nota che la capacità è variabile grazie al controllo dei tiristori.

Filtri L-C

Nella struttura di un SVC è presente un filtro L-C che filtra la corrente e la tensione. Il compensatore statico di potenza reattiva è usato in reti monofase e trifase. In questo caso, si è scelto di approfondire solo l'installazione in reti trifase. Tra i collegamenti trifase più utilizzati vi è quello a triangolo rappresentato in Figura 1.25.

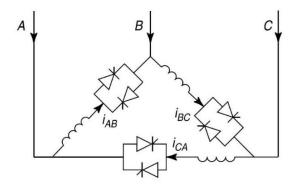


Figura 1.25. Collegamento a triangolo di un TCR [38]

In un sistema trifase il collegamento a triangolo prevede l'utilizzo di tre coppie di tiristori e di tre induttanze. Per ogni ramo, è presente un'induttanza collegata in serie ad una coppia di tiristori, i quali sono collegati in antiparallelo per garantire la bidirezionalità in corrente.

Le correnti i_{AB} , i_{BC} , i_{CA} indicate in Figura 1.25 variano in funzione dell'angolo di innesco α dei tiristori. Ad esempio, un aumento dell'angolo α implica una diminuzione della loro ampiezza.

In Figura 1.26 sono mostrati i profili delle correnti di linea e di fase calcolate in funzione dell'angolo di innesco α [38].

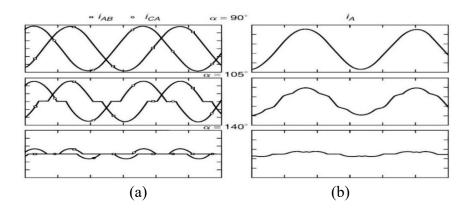


Figura 1.26. Correnti di fase (a) e di linea (b) in funzione dell'angolo di innesco dei tiristori [38]

Dalla Figura 1.26 si evince che l'ampiezza delle correnti di fase e di linea diminuisce con l'aumentare dell'angolo di innesco α dei tiristori.

1.4.3 Regolazione di tensione centralizzata tramite On Load Tap Changer (OLTC)

La regolazione centralizzata si può effettuare anche tramite On Load Tap Changer, un dispositivo di regolazione indicato con l'acronimo OLTC. Esso svolge la funzione di modificare il rapporto di trasformazione del trasformatore MT/BT per ottenere il target di tensione desiderato.

La regolazione si basa su un controllo proporzionale integrativo che permette di ottenere la posizione del tap a cui corrisponde la tensione desiderata.

L'aumento della generazione distribuita nelle reti di BT implica una serie di problematiche, tra cui l'inversione dei flussi di potenza verso la rete di MT. Se si utilizza un variatore a vuoto e non a carico, nel momento in cui si regola si deve disalimentare la macchina e quindi interrompere la fornitura di energia agli utenti. Per queste ragioni è utile installare nelle reti di distribuzione di BT, trasformatori con OLTC in modo tale da regolare la tensione in condizioni di carico. Nonostante ci sia un aumento del costo delle spese di manutenzione e della macchina stessa, in alcuni casi si evita l'espansione della rete per far fronte alla crescita di generazione distribuita. L'incremento dei costi di manutenzione è dovuto all'usura dei componenti interni che aumenta soprattutto durante le fasi di commutazione da una presa all'altra.

L'elemento principale di un OLTC è il tap changer che modifica il rapporto di trasformazione del trasformatore muovendo un selettore che varia il numero di spire. Il tap-changer può essere di tipo meccanico, elettronico e ibrido.

Di seguito, vi è una breve descrizione per ogni tipologia di tap-changer [4].

Tap - changer meccanico

Il tap-changer di tipo meccanico è costituito da elementi meccanici, come ad esempio molle e volani che permettono di azionarlo e quindi modificare la posizione del tap. Essendoci una struttura meccanica, la velocità di commutazione è limitata e i contatti tendono ad usurarsi nelle fasi in cui avviene il cambio di presa.

Esistono due tipi di tap-changer: diverter resistor tap-changer che è costituito da una o più resistenze e il diverter reactor tap-changer composto da reattanze induttive. Per entrambi i dispositivi, l'effetto della commutazione è ridotto a causa dell'inserzione di resistenze o reattanze che limitano la corrente e collegano le due prese adiacenti per garantire il suo passaggio senza interromperla.

In Figura 1.27.a è rappresentato il circuito elettrico di un diverter resistor tap-changer e in Figura 1.27.b la sua sequenza di funzionamento [4].

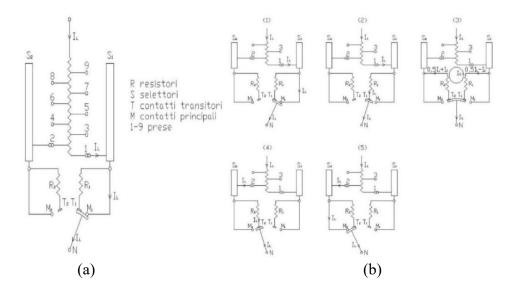


Figura 1.27. Circuito elettrico di un tap-changer meccanico a doppio resistore (a) e sequenza di commutazione di un tap-changer meccanico (b) [4]

La commutazione avviene dalla presa 1 alla 2. In Figura 1.27.b, l'esempio (1) indica che inizialmente la corrente di carico I_L fluisce lungo il contatto principale M_1 . Successivamente, dopo il distacco tra il selettore e il contatto M_1 , avviene un arco elettrico, così la corrente fluisce attraverso la resistenza R_1 (2) e l'arco si estingue quando essa si azzera. Ai capi della resistenza si induce una tensione proporzionale al valore della resistenza R_1 e alla corrente I_L . Dopodiché, nell'esempio (3) si nota che la corrente fluisce attraverso il parallelo dei due resistori R_1 e R_2 . Successivamente, essa attraversa la resistenza R_2 (4) finché il selettore è collegato con il contatto principale M_2 (5).

Per quanto concerne il diverter reactor tap-changer, la sua struttura interna è rappresentata in Figura 1.28.

Il vantaggio principale rispetto al commutatore a resistenze è quello di raddoppiare il numero di posizioni ottenibili [4].

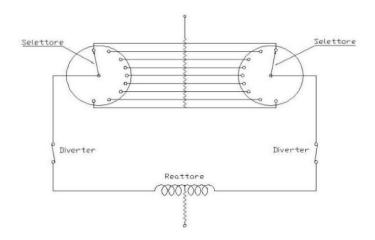


Figura 1.28. Rappresentazione di un diverter reactor tap-changer [4]

L'utilizzo di un OLTC meccanico non è particolarmente adatto nei casi in cui è richiesta una elevata frequenza di commutazione poiché i componenti interni si usurano più rapidamente a causa dell'eccessivo movimento delle parti meccaniche e dell'elevata intensità dell'arco elettrico.

Tap-changer elettronico

Il vantaggio principale di un OLTC di tipo elettronico riguarda l'utilizzo di interruttori a semiconduttore per i quali si verifica durante la commutazione una formazione dell'arco elettrico di minore intensità rispetto a quello meccanico. Inoltre, la commutazione è molto più veloce.

Tuttavia, durante il funzionamento, le cadute di tensione ai capi degli interruttori e le perdite sono maggiori rispetto ai dispositivi di tipo meccanico.

In Figura 1.29 è mostrata la configurazione di un OLTC elettronico costituito da tiristori collegati in antiparallelo che permettono il passaggio di corrente in entrambe le direzioni e da uno switch di bypass utilizzato per bypassare gli interruttori di potenza in caso di guasto [4].

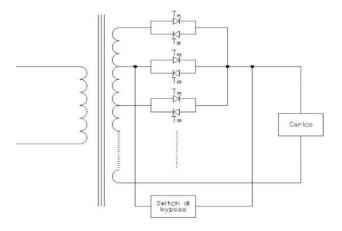


Figura 1.29. Circuito elettrico di un OLTC di tipo elettronico [4]

Per la modifica della presa del trasformatore si attiva la coppia di tiristori corrispondente alla posizione desiderata e si disattiva la coppia relativa alla posizione precedente. Si nota che con questa configurazione la caduta di tensione ottenuta riguarda il singolo tiristore in conduzione.

Tap-changer ibrido

Gli OLTC di tipo ibrido sono costituiti da interruttori sia di tipo meccanico che elettronico. Per gli interruttori meccanici le cadute di tensione sono minori rispetto a quelli elettronici anche se sono caratterizzati da archi elettrici di maggiore intensità. Invece, gli interruttori elettronici commutano a frequenza maggiore e presentano delle tensioni di ristabilimento dell'arco minori.

Si sfruttano i vantaggi di entrambi gli interruttori, utilizzando quelli elettronici durante la commutazione e quelli meccanici in fase di regime.

In Figura 1.30 è mostrato lo schema elettrico di un OLTC ibrido a resistore in cui si evidenzia la modifica della presa del trasformatore [4].

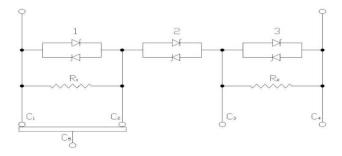


Figura 1.30. Circuito elettrico di un OLTC di tipo ibrido [4]

Capitolo 2

2 Reti elettriche analizzate e calcolo dei flussi di potenza

2.1 Introduzione al software OpenDSS

Per il calcolo dei flussi di potenza esistono in commercio diversi software, uno di questi è "OpenDSS", un programma open source progettato nel 1997, utilizzato soprattutto per il calcolo dei flussi di potenza e adatto a qualsiasi tipologia di rete. Il primo step da eseguire prima di calcolare i flussi di potenza riguarda la definizione di tutti gli elementi che compongono la rete, quali ad esempio:

- 1. Power Delivery Elements (PDE):
 - ✓ Linee;
 - ✓ Trasformatori;
 - ✓ Condensatori e induttori.
- 2. Power Conversion Elements (PCE):
 - ✓ Generatori;
 - ✓ Carichi;
 - ✓ PV-system;
 - ✓ Storage.

Dopodiché, si calcolano i flussi di potenza scegliendo una delle seguenti modalità [40]:

- ✓ Snapshot static power flow;
- ✓ Direct (non iterativo);
- ✓ Daily-mode (default: 24 ore);
- ✓ Yearly-mode (default: 8760 minuti);
- ✓ Duty cycle;
- ✓ Dynamics;

- ✓ Fault study;
- ✓ Monte carlo fault study;
- ✓ Harmonic:
- ✓ Custom user-defined solutions.

Il software è costituito da un'interfaccia "COM" attraverso la quale è possibile implementare un algoritmo di controllo sfruttando un software esterno, ad esempio Matlab. In Figura 2.1 è mostrato un esempio di interfaccia tra OpenDSS e Matlab [41].

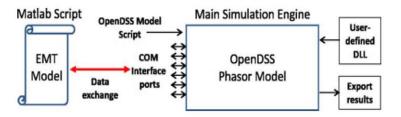


Figura 2.1. Rappresentazione dello schema di interfaccia tra OpenDSS e Matlab [41]

2.1.1 Confronto tra OpendDSS e Matlab

Come accennato in precedenza, OpendDSS rappresenta un'ottima alternativa per il calcolo dei flussi di potenza in quanto è adatto a qualsiasi tipologia di rete. Tuttavia, implementare una regolazione di tensione tramite questo programma è più complesso poiché si ha la necessità di interfacciarsi con altri software esterni. Per queste ragioni, tutte le simulazioni sono state eseguite in ambiente Matlab. In tal modo, si utilizza un solo software per il calcolo dei flussi di potenza e per effettuare la regolazione di tensione.

2.2 Tipologie di reti elettriche

In generale, lo studio di una rete elettrica prevede il calcolo di tutte le grandezze principali che la caratterizzano, quali ad esempio: tensioni nodali, correnti nodali, correnti nei rami, perdite totali, ecc.

Le reti trifase possono essere simmetriche, dissimmetriche, equilibrate o squilibrate. Nel caso di una rete simmetrica ed equilibrata, si ha la possibilità di studiarla riconducendosi al circuito equivalente monofase ottenendo notevoli vantaggi dal punto di vista computazionale. Invece, per reti trifase squilibrate e dissimmetriche, non è possibile fare alcuna semplificazione, infatti esse si studiano considerando tutte le fasi.

Nel caso di riduzione ad un circuito equivalente monofase, le grandezze principali sono rappresentate da vettori colonna costituiti da un numero di righe pari ai rami o ai nodi della rete. Ad esempio, nel caso monofase, si considera un vettore colonna costituito dai valori di impedenza riferiti alla fase 1 di ogni ramo. Invece, nel caso trifase, si considerano anche le mutue impedenze tra le fasi, infatti le matrici sono caratterizzate da un numero di righe pari ai rami o nodi della rete e un numero di colonne pari al numero di fasi.

Si nota che nel caso di reti trifase con neutro (3F + N), si può effettuare la riduzione di "Kron" per ricondursi ad un sistema a tre fasi [42].

2.2.1 Caratteristiche delle reti elettriche analizzate

Le reti analizzate in questa tesi hanno una struttura di tipo radiale e sono dissimmetriche e squilibrate. In particolare, si analizzano due casi studio, ognuno relativo ad una rete differente.

La rete del caso studio 1 è di BT trifase ed è situata a Torino. Essa è costituita da 20 rami e 21 nodi (è incluso anche il nodo 0 che rappresenta il lato di MT della sottostazione MT/BT).

La posa dei cavi delle linee trifase è sotterranea, tranne per quelli in prossimità del trasformatore in cui la posa è aerea (ramo L2, L3, L4). Il sistema elettrico comprende anche il neutro collegato a terra.

In Figura 2.2 è mostrata la struttura della rete di BT trifase relativa al caso studio 1.

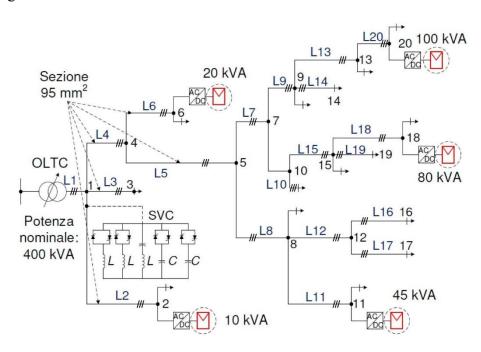


Figura 2.2. Struttura della rete di BT trifase del caso studio 1 [2]

Dalla Figura 2.2 è possibile visualizzare la posizione dei generatori fotovoltaici, dell'SVC e dell'OLTC. Inoltre, per i nodi in cui è presente un impianto fotovoltaico è indicata la rispettiva potenza nominale complessiva. Si nota che essa rappresenta l'aggregato di tanti singoli impianti fotovoltaici.

Le caratteristiche della rete del caso studio 1 sono indicate in Tabella 2-1.

Tabella 2-1. Caratteristiche della rete del caso studio 1 [2]

Ramo	Sezione (mm²)	Lunghezza (m)	Tipologia di cavo e di posa	$R \ (\Omega)$	$X \in (\Omega)$	<i>B</i> (μS)
1		aratteristiche del ti	rasformatore	0.0047	0.0235	/
2	95	43	Tripolare – aerea	0.0066	0.0039	4.05
3	95	35	Tripolare – aerea	0.0054	0.0032	3.30
4	95	43	Tripolare – aerea	0.0065	0.0039	4.01
5	95	65	Tripolare – sotterranea	0.0202	0.0054	6.19
6	16	25	Tripolare – sotterranea	0.0287	0.0020	2.32
7	95	133	Tripolare – sotterranea	0.0409	0.0110	12.5
8	95	71	Tripolare – sotterranea	0.0220	0.0059	6.72
9	50	53	Tripolare – sotterranea	0.0208	0.0041	5.01
10	50	155	Tripolare – sotterranea	0.0605	0.0120	1.45
11	50	78	Tripolare – sotterranea	0.0306	0.0060	7.36
12	95	61	Tripolare – sotterranea	0.0187	0.0050	5.73
13	50	49	Tripolare – sotterranea	0.0191	0.0038	4.60
14	50	47	Tripolare – sotterranea	0.0184	0.0036	4.44
15	50	100	Tripolare – sotterranea	0.0391	0.0077	9.42
16	50	84	Tripolare – sotterranea	0.0327	0.0065	7.87
17	95	48	Tripolare – sotterranea	0.0148	0.0039	4.53
18	50	200	Tripolare – sotterranea	0.0782	0.0156	18.8
19	50	60	Tripolare – sotterranea	0.0235	0.0047	5.65
20	50	100	Tripolare – sotterranea	0.0391	0.0078	9.42

Dalla Tabella 2-1, si nota che essendo una rete elettrica di bassa tensione (BT) le sezioni sono minori rispetto a quelle di reti in media tensione (MT) o alta tensione (AT). Per questo motivo le impedenze hanno una parte resistiva maggiore rispetto a quella induttiva.

La rete del caso studio 1 è costituita da un trasformatore trifase di 20 kV/400 V con una potenza nominale $S_n = 400$ kVA, una corrente nominale $I_n = 577$ A, un'impedenza di cortocircuito $Z_{cc} \cong 24$ m Ω e una potenza di cortocircuito a 75 °C $P_{cc,75\,°C} = 4.7$ kW. Si nota che il trasformatore è rappresentato con il modello a π , trascurando le perdite nel ferro. Invece, l'impedenza longitudinale è calcolata partendo dai dati forniti nel datasheet del trasformatore.

I dati di targa del trasformatore utilizzato sono elencati in Tabella 2-2.

Tabella 2-2. Dati di targa del trasformatore utilizzato per la rete del caso studio 1 [2]

Parametro	Valore	Unità di misura
S_n	400	kVA
$P_{cc,75^{\circ}C}$	4.7	kW
$\boldsymbol{V_n}$	400	V
I_n	577.35	A
V_{cc}	6	%
Z_{cc}	24	m Ω
R_{cc}	4.7	m Ω
X_{cc}	23.5	mΩ

La rete di BT trifase del caso studio 2 è situata in Croazia ed è costituita da 18 rami e 19 nodi (anche in questo caso è incluso anche il nodo 0), come mostrato in Figura 2.3. Anche in questa rete il neutro è collegato a terra e la posa dei cavi è sotterranea [7].

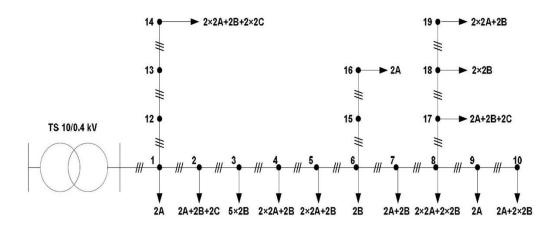


Figura 2.3. Struttura della rete di BT trifase del caso studio 2 [2]

In Tabella 2-3 sono indicate le caratteristiche principali della rete croata.

Tabella 2-3. Caratteristiche della rete del caso studio 2 [2]

Ramo	Sezione	Lunghezza	Tipologia di cavo e	R	X	В
Italiio	(mm ²)	(m)	di posa	(Ω)	(Ω)	(µS)
1	c	aratteristiche del t	rasformatore	0.0120	0.0364	1.50
2	95	40	Tripolare – sotterranea	0.0172	0.0030	3.76
3	95	29	Tripolare – sotterranea	0.0124	0.0022	2.70
4	95	36	Tripolare – sotterranea	0.0157	0.0027	3.42
5	95	30	Tripolare – sotterranea	0.0129	0.0023	2.82
6	16	41.5	Tripolare – sotterranea	0.0179	0.0031	3.91
7	95	34	Tripolare – sotterranea	0.0147	0.0026	3.20
8	95	40	Tripolare – sotterranea	0.0174	0.0031	3.79
9	50	32	Tripolare – sotterranea	0.0138	0.0024	3.01
10	50	31	Tripolare – sotterranea	0.0134	0.0023	2.92
11	50	22	Tripolare – sotterranea	0.0095	0.0017	2.08
12	95	41	Tripolare – sotterranea	0.0176	0.0031	3.84
13	50	28	Tripolare – sotterranea	0.0119	0.0021	2.61
14	50	36	Tripolare – sotterranea	0.0155	0.0027	3.39
15	50	37	Tripolare – sotterranea	0.0160	0.0028	3.48
16	50	33	Tripolare – sotterranea	0.0143	0.0025	3.11
17	95	36.5	Tripolare – sotterranea	0.0158	0.0028	3.44
18	50	42	Tripolare – sotterranea	0.0180	0.0032	3.93

La rete del caso studio 2 è costituita da un trasformatore trifase di 20 kV/400 V con una potenza nominale $S_n=250$ kVA, una corrente nominale $I_n=360$ A, un'impedenza di cortocircuito $Z_{cc}\cong 38.4$ m Ω e una potenza di cortocircuito a 75 °C $P_{cc,75\,°C}=4.7$ kW. Anche in questo caso, il trasformatore è rappresentato con il modello a π , trascurando le perdite nel ferro e l'impedenza longitudinale che si calcola partendo dai dati forniti nel datasheet del trasformatore.

Le caratteristiche del trasformatore sono elencate in Tabella 2-4.

Tabella 2-4. Dati di targa del trasformatore utilizzato per la rete del caso studio 2 [2]

Parametro	Valore	Unità di misura
S_n	250	kVA
$P_{cc,75^{\circ}C}$	4.7	kW
V_n	400	V
I_n	360	A
V_{cc}	6	%
Z_{cc}	38.4	mΩ
R_{cc}	12	mΩ
X_{cc}	36.4	mΩ

Per ogni rete analizzata si conoscono i profili di generazione e di carico e quindi si calcola la produzione di energia totale e il carico totale su un periodo settimanale, tramite l'equazione 2.1 e 2.2.

$$E_{generata_settimana}(\text{kWh}) = \sum_{minuti=1}^{minuti_{totali}} \sum_{nodi=1}^{nodi_{totali}} \frac{P_{generata_settimana} \cdot 1000 \cdot 60}{3.6 \cdot 10^6} \, (2.1)$$

$$E_{carico_settimana}(kWh) = \sum_{minuti=1}^{minuti_{totali}} \sum_{nodi=1}^{nodi_{totali}} \frac{P_{carico_settimana} \cdot 1000 \cdot 60}{3.6 \cdot 10^6}$$
(2.2)

Si calcola anche il coefficiente di penetrazione fotovoltaica β_{FV} tramite l'equazione 2.3.

$$\beta_{FV} = \frac{P_{FV}}{P_{carico}} \cdot 100 \tag{2.3}$$

dove:

- P_{FV} è il valore di picco (kW) della potenza assemblata generata durante la settimana;
- P_{carico} è il valore di picco (kW) della potenza attiva assorbita dal carico durante la settimana.

In Tabella 2-5, sono elencati i valori della generazione totale settimanale, del carico totale settimanale e del coefficiente di penetrazione fotovoltaica per entrambe le reti analizzate.

Tabella 2-5. Energia totale generata e assorbita durante la settimana e coefficiente di penetrazione fotovoltaica per la rete del caso studio 1 e 2

Tipo di rete	E _{generata,settimanale} (kWh)	E _{carico,settimanale} (kWh)	P _{FV} (kW)	P _{carico} (kW)	β _{FV} (%)
Rete caso studio 1	18130	18061	145.8	316.6	46
Rete caso studio 2	11091	10262	89.2	178.9	49.8

2.3 Metodi per il calcolo dei flussi di potenza

In base al tipo di rete analizzata, si sceglie il metodo di calcolo dei flussi di potenza più adatto. Di seguito, è presente una breve descrizione di alcuni metodi utilizzati per il calcolo dei flussi di potenza [43]:

- ✓ **Metodi "classici"**: si basano sulla definizione della matrice Jacobiana (J) che si calcola derivando le equazioni di potenza attiva e reattiva rispetto alle tensioni e agli angoli di fase. Inoltre, si applicano per reti con struttura radiale o magliata.
- ✓ **Metodi "iterativi"**: si applicano per reti con struttura radiale e il calcolo dei flussi di potenza avviene in due fasi, di cui la prima è chiamata Backward sweep e la seconda Forward sweep.

Gli algoritmi utilizzati per i **metodi classici** sono:

- 1. **Gauss Seidel**: è un metodo adatto per reti di piccole dimensioni poichè richiede un elevato numero di iterazioni per convergere.
- 2. **Newton Raphson**: è un metodo iterativo che si basa sull'idea geometrica di approssimare ad ogni passo di calcolo il grafico della funzione analizzata con la sua retta tangente.
- Fast Decouped Load Flow: è un metodo che sfrutta il disaccoppiamento dei termini della matrice Jacobiana per velocizzare i tempi di esecuzione dell'algoritmo.

Gli algoritmi utilizzati per i **metodi iterativi** sono:

- 4. **Backward Forward Sweep (BFS)**: si tratta di un metodo basato sull'applicazione delle leggi di Kirchhoff in corrente (KCL) e in tensione (KVL). Nei prossimi sottocapitoli si descriveranno tutti i procedimenti per applicare questo metodo [42].
- 5. Ladder Iterative Technique: anche questo metodo si basa sull'applicazione delle leggi di Kirchhoff in corrente (KCL) e in tensione (KVL). Nella fase iniziale si assegna un valore arbitrario di tensione a tutti i nodi della rete e successivamente nella fase di Forward, in base ai valori di tensione assegnati, si calcolano le correnti nei nodi, nei rami e le tensioni

nodali, compresa anche quella del nodo slack (nodo 1). Dopodiché, si confronta la tensione appena calcolata al nodo slack con quella nota definita inizialmente. Se la differenza tra il rapporto delle due tensioni e il valore unitario è minore della tolleranza definita come dato di ingresso, il processo si arresta, determinando così tutte le tensioni e le correnti. Invece, se la differenza è maggiore della tolleranza, si assegna al nodo slack la tensione nota e si inizia la fase di Backward che consiste nel calcolo della tensione ai nodi estremi della rete sfruttando le correnti determinate nella fase di Forward. Si procede in modo iterativo finché la differenza tra il rapporto delle tensioni al nodo slack e il valore unitario è minore della tolleranza [44].

2.4 Definizione dei dati di ingresso per il calcolo dei flussi di potenza e per effettuare la regolazione di tensione

Nei prossimi sottocapitoli si elencano i dati di ingresso da definire per il calcolo dei flussi di potenza e per effettuare la regolazione di tensione.

2.4.1 Definizione dei dati di ingresso per il calcolo dei flussi di potenza

Di seguito vi è un elenco dei dati di ingresso da definire per il calcolo dei flussi di potenza:

Dati del trasformatore

I dati del trasformatore sono i seguenti:

- potenza apparente S_n in kVA;
- perdite di cortocircuito *Pcc* in kW;
- tensione nominale V_n in V;
- corrente nominale I_n in A;
- resistenza di cortocircuito R_{cc} in m Ω ;
- reattanza di cortocircuito X_{cc} in m Ω ;
- impedenza di cortocircuito Z_{cc} in m Ω .

Parametri delle linee

I parametri delle linee sono i seguenti:

- sezione di ogni cavo S_{cavo} in mm²;
- tipologia e posa di ogni cavo;
- resistenza e reattanza di ogni cavo R_{cavo} e X_{cavo} in m Ω ;
- lunghezza di ogni ramo l_{cavo} in m;
- portata di ogni cavo A_{cavo} in A.

Matrice delle incidenze

Ogni rete analizzata è suddivisa in strati numerandoli in maniera crescente a partire dal nodo slack fino ai nodi più estremi. Per convenzione ogni ramo è numerato considerando il valore del nodo finale [42].

In Figura 2.4.a è mostrato un esempio di una rete radiale con numerazione dei rami, invece in Figura 2.4.b, è presente la stessa rete, ma con numerazione degli strati.

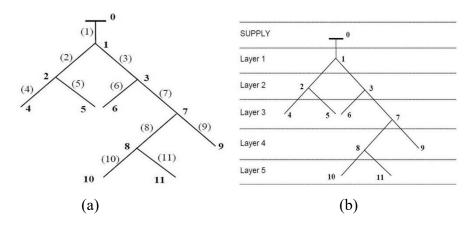


Figura 2.4. Struttura di una rete radiale con numerazione dei rami (a) e degli strati (b) [42]

Si definisce la matrice delle incidenze indicata con la lettera "L" che è costituita da un numero di righe pari al numero di rami e un numero di colonne pari al numero di nodi. Per determinare i valori della matrice delle incidenze, si controlla se ogni nodo appartenente al ramo analizzato è un nodo iniziale o finale. In tal caso, si inseriscono i seguenti valori:

- ✓ se il nodo appartenente al ramo analizzato è un nodo finale, si inserisce il valore -1;
- ✓ se il nodo appartenente al ramo analizzato è un nodo iniziale, si inserisce il valore +1:
- ✓ se ramo e nodo non sono collegati si inserisce il valore 0.

Si calcola il determinante di "L" per verificare se la rete analizzata è radiale oppure no, infatti si distinguono i due seguenti casi:

Se: $det(L) = 0 \rightarrow la$ rete non è radiale;

Se: $det(L) = \pm 1 \rightarrow la$ rete è radiale.

Si calcola l'inversa della matrice delle incidenze, ovvero la matrice indicata con la lettera "Γ" che è costituita da un numero di righe pari al numero di nodi e un numero di colonne pari al numero di rami.

Dati utili per la convergenza del calcolo dei flussi di potenza

Si definiscono i seguenti dati di ingresso:

- $V_{nodo\ slack}$ è la tensione di sbarra lato BT (nodo 1);
- ε_{power_flow} è la tolleranza utilizzata per il calcolo dei flussi di potenza;
- $N_{max_iter_power_flow}$ indica il massimo numero di iterazioni che si possono eseguire durante il calcolo dei flussi di potenza.

Profili e distribuzione dei carichi

I profili di carico sono stati ricavati effettuando delle misure su due tipi di carico, nello specifico carichi domestici e uffici. Essi, sono rappresentati da una matrice chiamata "carichi" che è costituita da un numero di righe pari ai minuti totali su cui si esegue la misura e un numero di colonne pari al numero di carichi. La prima colonna di ogni carico indica la potenza attiva espressa in kW, invece la seconda, la potenza reattiva espressa in kvar. I carichi sono distribuiti sulle tre fasi di ogni nodo, infatti si definisce per ogni fase una matrice "distribuzione carichi" che è costituita da un numero di righe pari al numero di nodi e un numero di colonne pari al numero di carichi.

Successivamente, si calcolano per ogni nodo e minuto della simulazione, la potenza attiva e reattiva, moltiplicando il valore contenuto in "distribuzione carichi" per la colonna di "carichi" relativa alla potenza attiva o reattiva.

Si nota che i valori ricavati sono strettamente legati alla struttura dei dati forniti come ingresso, infatti se cambiano i profili di carico o il numero di carichi aggregati si ottengono valori differenti.

Profili e distribuzione della generazione

I profili di generazione sono stati ricavati effettuando delle misure su diversi impianti fotovoltaici. Essi, sono rappresentati dalla matrice "generazione" che è costituita da un numero di righe pari ai minuti totali su cui si esegue la misura e un numero di colonne pari ai profili di generazione.

Anche la generazione è distribuita sulle tre fasi di ogni nodo, infatti si definisce per ogni fase una matrice "distribuzione generazione" che è costituita da un numero di righe pari al numero di nodi e un numero di colonne pari al numero di fasi.

Dopodiché, si calcola per ogni nodo e minuto della simulazione, la potenza attiva generata moltiplicando ogni singolo valore di "distribuzione generazione" per i valori contenuti nella colonna di "generazione".

2.4.2 Definizione dei dati di ingresso per effettuare la regolazione di tensione

In questo sottocapitolo si elencano tutti i dati di ingresso utilizzati per effettuare la regolazione distribuita e centralizzata:

Regolazione di tensione distribuita tramite inverter fotovoltaici

Per effettuare la regolazione di tensione distribuita tramite inverter fotovoltaici si definiscono i seguenti parametri:

- *N*_{max_iter_reg} indica il massimo numero di iterazioni che si possono eseguire durante la regolazione di tensione che in questo caso si effettua per ogni minuto della simulazione;
- $V_{limit,min,PV}$, $V_{range,min,PV}$, $V_{range,max,PV}$, $V_{limite,max,PV}$ rappresentano i limiti di tensione inferiori e superiori che discriminano se si deve effettuare la regolazione e sono definiti per ogni nodo della rete. Se la tensione è compresa tra $V_{range,min,PV}$ e $V_{range,max,PV}$ l'inverter non regola, altrimenti sì. Si nota che non è possibile oltrepassare il limite minimo $V_{limit,min,PV}$ e massimo $V_{limit,max,PV}$ imposto dalle norme;
- **step**_{reattiva_PV} indica la quantità di potenza reattiva che l'inverter deve fornire al nodo in cui vi è una violazione di tensione. Si nota che esso è definito per ogni nodo della rete e potrebbe essere differente tra un nodo ed un altro;
- ε rappresenta una soglia di regolazione che discrimina un miglioramento o peggioramento del valore di tensione ottenuto a seguito della regolazione.

Regolazione di tensione centralizzata tramite SVC

Per effettuare la regolazione di tensione centralizzata tramite SVC si definiscono i seguenti parametri:

• $N_{max_iter_reg}$ indica il massimo numero di iterazioni che si possono effettuare durante la regolazione, la quale avviene per ogni minuto della simulazione;

- $V_{limit,min,SVC}$, $V_{range,min,SVC}$, $V_{range,max,SVC}$, $V_{limite,max,SVC}$ rappresentano i limiti di tensione inferiori e superiori che indicano quando si deve effettuare la regolazione e sono definiti per ogni nodo della rete. Se la tensione è compresa tra $V_{range,min,SVC}$ e $V_{range,max,SVC}$ l'SVC non regola, altrimenti sì. Si nota che non è possibile oltrepassare il limite minimo $V_{limit,min,SVC}$ e massimo $V_{limit,max,SVC}$ imposto dalle norme;
- **step**_{reattiva_SVC} indica la potenza reattiva che l'SVC deve fornire al nodo in cui si verifica una violazione di tensione. Si nota che esso è definito per ogni nodo della rete e potrebbe essere differente tra un nodo ed un altro;
- $Q_{max_induttiva_SVC}$, $Q_{max_capacitiva_SVC}$ rappresentano la massima potenza reattiva induttiva e capacitiva che l'SVC può fornire. Essi si definiscono per ogni nodo della rete;
- ε indica una soglia di regolazione che discrimina un miglioramento o peggioramento del valore di tensione a seguito della regolazione.

Regolazione di tensione centralizzata tramite OLTC

Di seguito è presente un elenco dei parametri utilizzati per effettuare la regolazione di tensione tramite OLTC:

- ΔV_{tap} indica la variazione di tensione tra due prese adiacenti del variatore sotto carico;
- N_{tap} rappresenta il numero di tap, ovvero le diverse posizioni del tap che
 permettono di ottenere valori di tensione differenti. In questo caso specifico
 il numero di tap totali è pari a 7. La minima posizione del tap è pari a -3, le
 posizioni intermedie vanno da -2 a +2 e la massima è +3;
- *V*_{sbarra_lato_BT} indica la tensione di sbarra lato BT che si vuole ottenere nel nodo in cui è collocato l'OLTC;

 BM rappresenta la banda morta di regolazione, ovvero un intervallo di valori in cui non si effettua la regolazione di tensione. Si nota che nel nostro caso la banda morta è pari a metà di ΔV_{tap};

- t_{amm} indica il tempo ammissibile di violazione della tensione, ovvero il tempo medio tale per cui è ammessa una determinata violazione di tensione calcolata facendo la differenza tra la tensione del nodo in cui è presente l'OLTC (V_{nodo_OLTC}) e la tensione di sbarra lato BT desiderata ($V_{sbarra\ lato\ BT}$);
- t_{min_fra_due_tap} rappresenta il tempo minimo fra due tap, ovvero il tempo minimo che intercorre nel cambio fra due tap;
- $\Delta_{\alpha_{OLTC}}$ è un parametro che indica la velocità con cui decresce α_{OLTC} (contatore sovra-sotto tensione), infatti più esso è elevato e maggior tempo occorre per azzerare o diminuire il valore del contatore. Inotre, esso viene utilizzato nel caso in cui si verifica una violazione di tensione;
- ΔV_{ann_OLTC} è un parametro che nel caso in cui non si verifica nessuna violazione di tensione, viene sommato o sottratto al valore di α_{OLTC} (contatore sovra-sotto tensione) per diminuirlo o al massimo azzerarlo.

2.5 Calcolo dei flussi di potenza tramite il metodo Backward Forward Sweep (BFS)

In questo sottocapitolo si descrivono i procedimenti utilizzati per il calcolo dei flussi di potenza tramite il metodo Backward Forward Sweep (BFS). Esso è costituito da due fasi:

- **Backward sweep**: si calcolano le correnti nei nodi e nei rami partendo dai nodi estremi della rete fino al nodo slack;
- **Forward sweep**: si calcolano le tensioni nodali partendo dal nodo slack fino ai nodi più estremi.

Si tratta di un procedimento iterativo che continua finché la differenza tra due iterazioni adiacenti non è inferiore alla tolleranza definita inizialmente.

In Figura 2.5 è presente un diagramma di flusso in cui sono elencati tutti i procedimenti per il calcolo dei flussi di potenza tramite il metodo BFS.

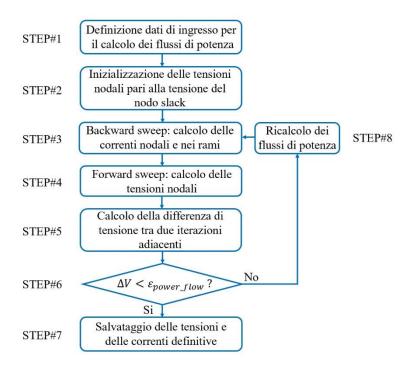


Figura 2.5. Diagramma di flusso per il calcolo dei flussi di potenza tramite il metodo "Backward Forward Sweep" (BFS)

Capitolo 2 69

Di seguito, vi è una breve descrizione per ogni STEP elencato nel diagramma di flusso di Figura 2.5.

STEP#1 - Definizione dei dati di ingresso per il calcolo dei flussi di potenza

Si importano tutti i dati definiti nel sottocapitolo 2.4.1.

STEP#2 - Inizializzazione delle tensioni nodali pari alla tensione del nodo slack

$$V_{i,a}^{(0)} = V_0 = V_0 \cdot e^{j0} \tag{2.4}$$

$$V_{i,b}^{(0)} = V_0 = V_0 \cdot e^{-j\frac{2}{3}\pi}$$
 (2.5)

$$V_{i,c}^{(0)} = V_0 = V_0 \cdot e^{j\frac{2}{3}\pi} \tag{2.6}$$

dove:

- V_0 è la tensione del nodo slack;
- $V_{i,a}$, $V_{i,b}$, $V_{i,c}$ sono le tensioni del nodo *i*-esimo relative alle fasi (a, b, c);
- *i* rappresenta il nodo *i*-esimo analizzato ($i = 1,2,...,N_{nodi}$).

STEP#3 - Backward sweep

Per ogni fase si calcola la matrice delle correnti nodali $I_{s,a,b,c}^{k}$ considerando la tipologia del carico collegato al nodo, il quale può essere [44]:

Tipo 1: carico collegato a stella con impedenza costante (Y-Z)

Si nota che il centro stella lato carichi è connesso a terra.

L'impedenza di ogni fase è costante e viene definita una volta sola considerando la tensione nominale e la potenza apparente complessa nominale.

L'impedenza di ogni fase si calcola tramite le seguenti equazioni:

$$Z_{a} = \frac{|V_{an}^{(0)}|^{2}}{S_{ai}^{(0)^{*}}} = \frac{|V_{an}^{(0)}|^{2}}{|S_{ai}^{(0)}|} \angle \theta_{a} = |Z_{a}| \angle \theta_{a}$$
(2.7)

$$Z_b = \frac{|V_{bn}^{(0)}|^2}{S_b^{(0)^*}} = \frac{|V_{bn}^{(0)}|^2}{|S_{bj}^{(0)}|} \angle \theta_b = |Z_b| \angle \theta_b$$
(2.8)

$$Z_{c} = \frac{|V_{cn}^{(0)}|^{2}}{|S_{c,i}^{(0)}|^{2}} = \frac{|V_{cn}^{(0)}|^{2}}{|S_{c,i}^{(0)}|} \angle \theta_{c} = |Z_{c}| \angle \theta_{c}$$
(2.9)

Conoscendo i valori delle impedenze (Z_a, Z_b, Z_c) le quali rimangono costanti, si calcolano le correnti nei nodi per ogni fase applicando le seguenti equazioni:

$$I_{s,a}^{(k)} = \frac{V_{an}^{(k-1)}}{Z_a} \tag{2.10}$$

$$I_{s,b}^{(k)} = \frac{V_{bn}^{(k-1)}}{Z_b} \tag{2.11}$$

$$I_{s,c}^{(k)} = \frac{V_{cn}^{(k-1)}}{Z_c} \tag{2.12}$$

dove:

- $S_{a,i}^{(0)^*}, S_{b,i}^{(0)^*}, S_{c,i}^{(0)^*}$ sono le potenze apparenti complesse nominali di ogni fase relative al carico collegato al nodo i;
- $V_{an}^{(k-1)}$, $V_{bn}^{(k-1)}$, $V_{cn}^{(k-1)}$ sono le tensioni fase-neutro relative al nodo i e all'iterazione k-1.

<u>Tipo 2: carico collegato a triangolo con impedenza costante (D - Z)</u>

Se il carico è collegato a triangolo l'impedenza è tre volte maggiore rispetto a quella del carico collegato a stella. L'impedenza di ogni fase è costante poiché dipende dalla tensione nominale e dalla potenza apparente complessa nominale. Essa si calcola tramite le seguenti equazioni:

Capitolo 2 71

$$Z_{ab} = \frac{|V_{ab}^{(0)}|^2}{S_{abi}^{(0)^*}} = \frac{|V_{ab}^{(0)}|^2}{|S_{abi}^{(0)}|} \angle \theta_{ab} = |Z_{ab}| \angle \theta_{ab}$$
(2.13)

$$Z_{bc} = \frac{|V_{bc}^{(0)}|^2}{S_{bc,i}^{(0)^*}} = \frac{|V_{bc}^{(0)}|^2}{|S_{bc,i}^{(0)}|} \angle \theta_{bc} = |Z_{bc}| \angle \theta_{bc}$$
(2.14)

$$Z_{ca} = \frac{|V_{ca}^{(0)}|^2}{s_{ca,i}^{(0)^*}} = \frac{|V_{ca}^{(0)}|^2}{|S_{ca,i}^{(0)}|} \angle \theta_{ca} = |Z_{ca}| \angle \theta_{ca}$$
(2.15)

Le correnti nodali si calcolano tramite le seguenti equazioni:

$$I_{s,ab}^{(k)} = \frac{V_{ab}^{(k-1)}}{Z_{ab}} \tag{2.16}$$

$$I_{s,bc}^{(k)} = \frac{V_{bc}^{(k-1)}}{Z_{bc}} \tag{2.17}$$

$$I_{s,ca}^{(k)} = \frac{V_{ca}^{(k-1)}}{Z_{ca}} \tag{2.18}$$

dove:

- $S_{ab,i}^{(0)^*}$, $S_{bc,i}^{(0)^*}$, $S_{ca,i}^{(0)^*}$ sono le potenze apparenti complesse nominali relative al carico collegato al nodo i;
- $V_{ab}^{(k-1)}$, $V_{bc}^{(k-1)}$, $V_{ca}^{(k-1)}$ sono le tensioni concatenate relative al nodo i e all'iterazione k-l. Dato che il carico è collegato a triangolo le tensioni concatenate sono uguali a quelle di fase.

Tipo 3: carico collegato a stella con potenza attiva e reattiva costante (Y-PQ)

Per un carico collegato a stella con potenza apparente complessa nota, la corrente nodale di ogni fase si calcola tramite le seguenti equazioni:

$$I_{s,a}^{(k)} = \frac{S_{a,i}^*}{V_{an}^{*(k-1)}} = \frac{|S_{a,i}|}{|V_{an}^{(k-1)}|} \angle (\delta_a - \theta_a) = |I_{s,a}| \angle \alpha_a$$
 (2.19)

$$I_{s,b}^{(k)} = \frac{S_{b,i}^*}{V_{hn}^{*(k-1)}} = \frac{|S_{b,i}|}{|V_{hn}^{(k-1)}|} \angle (\delta_b - \theta_b) = |I_{s,b}| \angle \alpha_b$$
 (2.20)

$$I_{s,c}^{(k)} = \frac{S_{c,i}^*}{V_{cn}^{*(k-1)}} = \frac{|S_{c,i}|}{|V_{cn}^{(k-1)}|} \angle (\delta_c - \theta_c) = |I_{s,c}| \angle \alpha_c$$
(2.21)

dove:

• $S_{a,i}^*$, $S_{b,i}^*$, $S_{c,i}^*$ sono le potenze apparenti complesse di ogni fase relative al carico collegato al nodo i;

• $V_{an}^{*(k-1)}$, $V_{bn}^{*(k-1)}$, $V_{cn}^{*(k-1)}$ sono le tensioni fase-neutro coniugate, relative al nodo i e all'iterazione k-1.

<u>Tipo 4: carico collegato a triangolo con potenza attiva e reattiva costante (D - PQ)</u>

Per questa tipologia di carico le correnti nodali di ogni fase si calcolano utilizzando le seguenti equazioni:

$$I_{s,ab}^{(k)} = \frac{S_{ab,i}^*}{V_{ab}^{*(k-1)}} = \frac{|S_{ab,i}|}{|V_{ab}^{(k-1)}|} \angle (\delta_{ab} - \theta_{ab}) = |I_{s,ab}| \angle \alpha_{ab}$$
 (2.22)

$$I_{s,bc}^{(k)} = \frac{S_{bc,i}^*}{V_{bc}^{*(k-1)}} = \frac{|S_{bc,i}|}{|V_{bc}^{(k-1)}|} \angle (\delta_{bc} - \theta_{bc}) = |I_{s,bc}| \angle \alpha_{bc}$$
(2.23)

$$I_{s,ca}^{(k)} = \frac{S_{ca,i}^*}{V_{ca}^{*(k-1)}} = \frac{|S_{ca,i}|}{|V_{ca}^{(k-1)}|} \angle (\delta_{ca} - \theta_{ca}) = |I_{s,ca}| \angle \alpha_{ca}$$
(2.24)

dove:

- $S_{ab,i}^*$, $S_{bc,i}^*$, $S_{ca,i}^*$ sono le potenze apparenti complesse relative al carico collegato al nodo i;
- $V_{ab}^{*(k-1)}, V_{bc}^{*(k-1)}, V_{ca}^{*(k-1)}$ sono le tensioni di linea coniugate relative al nodo i e all'iterazione k-1.

Tipo 5: carico collegato a stella con corrente costante (Y - I)

Per questa tipologia di carico, l'ampiezza della corrente nodale si calcola tramite le seguenti equazioni, da cui si evince che ogni corrente di fase dipende dall'angolo δ e θ .

Capitolo 2 73

$$I_{s,a}^{(k)} = |I_{s,a}| \angle (\delta_a - \theta_a)$$
 (2.25)

$$I_{s,b}^{(k)} = |I_{s,b}| \angle (\delta_b - \theta_b)$$
 (2.26)

$$I_{s,c}^{(k)} = |I_{s,c}| \angle (\delta_c - \theta_c)$$
 (2.27)

dove:

- $\theta_{a,b,c}$ è l'angolo del fattore di potenza;
- $\delta_{a,b,c}$ è l'angolo della tensione fase-neutro.

Tipo 6: carico collegato a triangolo con corrente costante (D - I)

Infine, per quest'ultimo tipo di carico, le correnti si calcolano applicando le seguenti equazioni:

$$I_{s,ab}^{(k)} = \frac{S_{ab,i}^*}{V_{ab}^{*(k-1)}} = \frac{|S_{ab,i}|}{|V_{ab}^{(k-1)}|} \angle (\delta_{ab} - \theta_{ab}) = |I_{s,ab}| \angle \alpha_{ab}$$
 (2.28)

$$I_{s,bc}^{(k)} = \frac{S_{bc,i}^*}{V_{bc}^{*(k-1)}} = \frac{|S_{bc,i}|}{|V_{bc}^{(k-1)}|} \angle (\delta_{bc} - \theta_{bc}) = |I_{s,bc}| \angle \alpha_{bc}$$
(2.29)

$$I_{s,ca}^{(k)} = \frac{S_{ca,i}^*}{V_{ca}^{*(k-1)}} = \frac{|S_{ca,i}|}{|V_{ca}^{(k-1)}|} \angle (\delta_{ca} - \theta_{ca}) = |I_{s,ca}| \angle \alpha_{ca}$$
 (2.30)

Conoscendo le correnti nodali si calcolano le correnti nei rami tramite la seguente equazione:

$$\boldsymbol{I}_{h}^{(k)} = \boldsymbol{\Gamma}^{\mathrm{T}} \cdot \boldsymbol{I}_{S}^{(k)} \tag{2.31}$$

Si definisce una matrice indicata con "parametri rami" (vedasi Tabella 2-6) e relativa alla rete del caso studio 1 che è costituita da un numero di righe pari ai rami della rete e 2 colonne, di cui la prima indica il nodo iniziale di ogni ramo e la seconda il nodo finale.

Tabella 2-6. Definizione della matrice "parametri rami" relativa alla rete del caso studio 1

Nodo iniziale	Nodo finale
1	2
1	2 3 4
1	
4	5
4	6
5 5	7
5	8
7	9
7	10
8	11
8	12
9	13
	14
10	15
12	16
12	17
15	18
15	19
13	20

STEP#4 - Forward sweep

Conoscendo il legame tra i vari nodi della rete è possibile calcolare le tensioni nodali, tramite l'equazione 2.32.

$$V_i^{(k)} = V_{i-1}^{(k)} - Z_i \cdot I_b^{(k)}$$
(2.32)

dove:

- $V_i^{(k)}$ è la tensione del nodo finale i del ramo considerato calcolata all'iterazione k;
- $V_{i-1}^{(k)}$ è la tensione del nodo iniziale i-1 del ramo considerato calcolata all'iterazione k;
- \mathbf{Z}_i è la matrice delle impedenze relativa al ramo i;
- $I_b^{(k)}$ è la corrente del ramo i relativa all'iterazione k.

Si nota che per convenzione il numero del ramo corrisponde al valore del suo nodo finale.

Capitolo 2 75

STEP#5 - Calcolo della variazione di tensione tra due iterazioni adiacenti

$$\Delta V_i^{(k)} = V_i^{(k)} - V_i^{(k-1)} \tag{2.33}$$

Tramite l'equazione 2.33, si calcola la variazione di tensione facendo la differenza tra la tensione all'iterazione k e all'iterazione k-1.

Si nota che l'equazione 2.33 deve essere applicata a tutti i nodi della rete analizzata.

STEP#6 - Controllo della variazione di tensione

Dopo aver calcolato la variazione di tensione $\Delta V_i^{(k)}$ si controlla per ogni nodo se essa è inferiore alla tolleranza definita come dato di ingresso, applicando la disequazione 2.34.

$$\Delta V_i^{(k)} < \varepsilon_{power_flow} \tag{2.34}$$

STEP#7 - Arresto del ciclo

Se la disequazione 2.34 è rispettata, il ciclo termina e si ottengono le tensioni nodali e le correnti definitive.

STEP#8 - Ricalcolo dei flussi di potenza

Se la disequazione 2.34 non è rispettata, il ciclo continua e riinizia dallo STEP#3, quindi si ricalcolano i flussi di potenza e successivamente si ricontrolla se la variazione di tensione $\Delta V_i^{(k)}$ è minore della tolleranza.

Capitolo 3

3 Algoritmi utilizzati per la regolazione di tensione distribuita e centralizzata

In Figura 3.1 è rappresentato un diagramma di flusso in cui è indicata la procedura utilizzata per il calcolo dei flussi di potenza e per effettuare la regolazione di tensione.

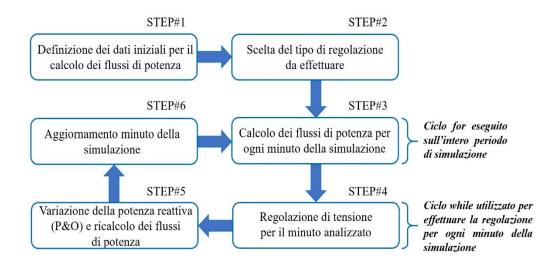


Figura 3.1. Diagramma di flusso per il calcolo dei flussi di potenza e per effettuare la regolazione di tensione distribuita e/o centralizzata

Nello STEP#1 si definiscono i dati iniziali per il calcolo dei flussi di potenza, invece nello STEP#2 si sceglie il tipo di regolazione da effettuare. Successivamente, si esegue lo STEP#3 in cui si calcolano i flussi di potenza per ogni minuto della simulazione. Dopodiché, si esegue lo STEP#4 in cui si effettua la regolazione di tensione, anch'essa per ogni minuto. Successivamente, si esegue lo STEP#5 in cui nei nodi con presenza di inverter o SVC si varia la potenza reattiva utilizzando la tecnica Perturba e Osserva (P&O) e si ricalcolano i flussi di potenza. Infine, allo STEP#6, si aggiorna il minuto della simulazione e si riesegue il ciclo dallo STEP#3. La procedura è ripetuta per ogni minuto della simulazione e quando essa termina, si ottengono per ogni nodo e ramo della rete, tutte le tensioni e le correnti, quindi è possibile calcolare le perdite e confrontare i risultati ottenuti nel caso con e senza

regolazione. Si nota che nel caso di regolazione tramite OLTC, allo STEP#5 non viene fornita potenza reattiva, ma quando α_{OLTC} (contatore sovra-sotto tensione) raggiunge o supera i limiti -1 o +1, si modifica la posizione del tap e al minuto successivo si ricalcolano i flussi di potenza con la nuova posizione del tap. Nei successivi sottocapitoli si descrivono gli algoritmi utilizzati per ogni tipologia di regolazione al fine di valutare i pro e i contro di ogni metodo.

3.1 Regolazione di tensione distribuita tramite inverter fotovoltaici

Le norme da considerare riguardo alla potenza reattiva fornita dall'inverter sono:

- ✓ CEI 0 16: riferita alle utenze attive collegate in media tensione (MT);
- ✓ CEI 0 21: riferita alle utenze attive collegate in bassa tensione (BT).

Per le reti di BT la norma di interesse è la CEI 0-21 che definisce in funzione della potenza nominale dell'impianto, due curve di capability, una triangolare e l'altra rettangolare. Entrambe, devono essere rispettate, come indicato in Figura 3.2 [3].

Tipo di generatore	Potenza nominale dell'impianto	Assorbimento di potenza reattiva	Erogazione di potenza reattiva
Asincrono non autoeccitato	qualsiasi	$cos \ \phi \ge 0.95^{(*)} \ non$ regolabile	$\cos \phi \ge 0.95^{(*)}$ non regolabile
Sincrono	qualsiasi	$\cos \varphi \ge 0.95 \text{ regolabile}$ (*)	cos φ ≥ 0,95 regolabile (*
Inverter	≤11,08 kW	Capability triangolare di Fig. 13 ^(*)	
Inverter	>11,08 kW	Capability rettangolare di Fig. 13(**)	
(*) Per potenze erogate infe potenza reattiva superior		za nominale il generatore non d nominale.	eve scambiare una
(**) Per potenze erogate infe potenza reattiva superior		za nominale il generatore non d nominale.	eve scambiare una

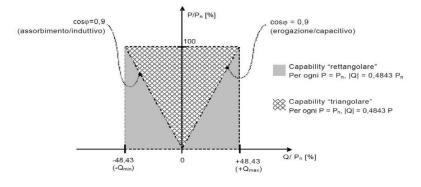


Figura 3.2. Curva di capability triangolare e rettangolare [3]

Per gli impianti di taglia inferiore o uguale a 11.08 kW: gli inverter devono avere una curva di capability triangolare con una pendenza corrispondente ad un $cos(\varphi) = 0.9$.

La massima potenza reattiva che l'inverter può fornire in ogni minuto della simulazione dipende dalla potenza attiva generata al nodo, infatti:

• Se la potenza attiva generata è minore o uguale del 20% della potenza nominale, l'inverter non partecipa alla regolazione, infatti la potenza reattiva massima è nulla, come indicato nell'equazione 3.1:

$$Q_{i,max} = 0 (3.1)$$

• Se la potenza attiva generata è maggiore del 20% della potenza nominale, l'inverter partecipa alla regolazione e la potenza reattiva massima fornita si calcola tramite l'equazione 3.2:

$$Q_{i,max} = \pm P_{attiva,generata,i} \cdot tan(acos(0.9)) = \pm P_{attiva,generata,i} \cdot 0.4843$$
(3.2)

Si nota che nel caso in cui l'inverter fornisce una quantità di potenza reattiva minore rispetto a quella massima, il punto di lavoro sarà all'interno della curva triangolare.

Per gli impianti di taglia superiore a 11.08 kW: gli inverter devono avere una curva di capability rettangolare. Anche per questo tipo di impianto si distinguono due casi:

• Se la potenza attiva generata è minore o uguale del 20% della potenza nominale, la potenza reattiva massima che l'inverter può fornire viene fissata a 0, come indicato nell'equazione 3.3:

$$Q_{i,max} = 0 (3.3)$$

• Se la potenza attiva generata è maggiore del 20% della potenza nominale, la potenza reattiva massima che l'inverter può fornire si calcola tramite l'equazione 3.4:

$$Q_{i,max} = \pm P_{nominale,i} \cdot tan(acos(0.9)) = \pm P_{nominale,i} \cdot 0.4843$$
 (3.4)

Si nota che nel caso di potenza nominale dell'impianto superiore a 11.08 kW, la potenza reattiva massima dipende da quella nominale e non dalla potenza attiva.

Per ogni nodo della rete si definiscono i seguenti limiti di tensione inferiori e superiori, come mostrato in Figura 3.3.

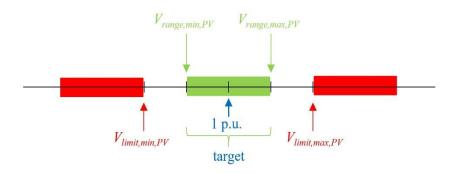


Figura 3.3. Limiti di tensione utilizzati per la regolazione di tensione distribuita tramite inverter fotovoltaici

Se la tensione del nodo analizzato è all'interno della banda verde di Figura 3.3, non si verifica nessuna violazione di tensione e quindi l'inverter non fornisce potenza reattiva. Nel caso in cui la tensione è compresa tra $V_{limit,min,PV}$ e $V_{range,min,PV}$, oppure tra $V_{range,max,PV}$ e $V_{limit,max,PV}$, si ottiene una violazione di tensione e quindi l'inverter regola. In caso di sovratensione ($V_i > V_{range,max,PV}$), l'inverter fornisce potenza reattiva induttiva per abbassare la tensione. Invece, se si verifica una sottotensione ($V_i < V_{range,min,PV}$), il convertitore inietta potenza reattiva capacitiva per aumentarla.

Si nota che i limiti di tensione inferiori e superiori indicati in Figura 3.3 possono essere differenti per ogni nodo. Inoltre, la tensione non deve mai superare $V_{limit,min,PV}$ e $V_{limit,max,PV}$ perché altrimenti avviene il distacco dell'inverter con conseguente azzeramento della produzione di energia.

In Figura 3.4 è mostrato un diagramma di flusso in cui sono descritti tutti i procedimenti per effettuare la regolazione distribuita tramite inverter fotovoltaici.

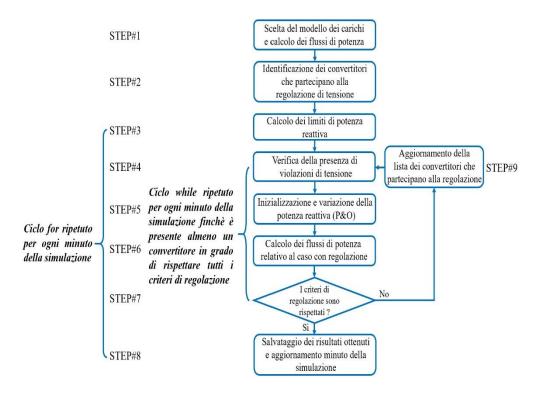


Figura 3.4. Diagramma di flusso per effettuare la regolazione distribuita tramite inverter fotovoltaici.

Prima di eseguire la regolazione si sceglie il modello dei carichi e si calcolano i flussi di potenza applicando il metodo BFS (STEP#1). Dopodiché, si identificano i nodi con presenza di inverter, per sapere se nel nodo in cui vi è una violazione di tensione può essere fornita potenza reattiva (STEP#2). A tal proposito, si definisce una matrice "Posizioni_{regolatori PV}" costituita da un numero di righe pari al numero di nodi e un numero di colonne pari al numero di fasi. Se il valore della riga corrisponde al nodo in cui è presente un inverter, si inserisce il valore +1, altrimenti si inserisce 0. Successivamente, nei nodi con presenza di inverter, si calcolano i limiti di potenza reattiva per controllare se l'inverter va in saturazione durante la regolazione (STEP#3). Conoscendo le tensioni nodali, per ogni nodo si controlla se vi sono violazioni di tensione (STEP#4). Se nel nodo in cui è presente un inverter non si rispettano i limiti imposti dalle norme, si inizializza la potenza reattiva e successivamente si fornisce la potenza considerando la tecnica perturba e osserva -P&O (STEP#5). Dopodiché, si ricalcolano i flussi di potenza (STEP#6) e per ogni inverter si controlla se vengono rispettati i criteri di regolazione (STEP#7). Se un convertitore non rispetta uno o più criteri, viene escluso dalla regolazione e si

aggiorna la lista degli inverter disponibili a regolare. La regolazione continua (vedasi ciclo while di Figura 3.4) e termina quando tutti i convertitori hanno violato uno o più criteri di regolazione, oppure se è stata risolta la violazione di tensione. In tal caso, si salvano le tensioni e le correnti e si passa al minuto successivo (STEP#8). Dal diagramma di flusso di Figura 3.4, si evince che il ciclo "for" ingloba il ciclo "while" e tiene conto dei minuti in cui si regola. Invece, il ciclo "while" considera il numero di iterazioni effettuate per ogni minuto in cui avviene la regolazione.

In Figura 3.5 è rappresentato un diagramma di flusso secondario in cui sono elencati tutti i criteri di regolazione che ogni inverter deve rispettare.



Figura 3.5. Diagramma di flusso secondario relativo ai criteri di regolazione che ogni inverter deve rispettare

Di seguito, vi è una breve descrizione degli STEP elencati nel diagramma di flusso secondario di Figura 3.5:

STEP#A - Violazione di tensione

Il criterio relativo alla violazione di tensione è rappresentato tramite $CHECK_{matrice_violazioni_PV}$ che è una matrice avente le stesse dimensioni di $Posizioni_{regolatori_PV}$ e indica il segno della potenza reattiva che ogni inverter deve fornire per regolare opportunamente la tensione.

Prima di eseguire la regolazione, $CHECK_{matrice_violazioni_PV}$ è inizializzata pari alla matrice delle tensioni nodali in modo tale da controllare la presenza di eventuali violazioni di tensione.

In Figura 3.6 è mostrato il diagramma di flusso per determinare il segno o la quantità di potenza reattiva fornita dall'inverter.

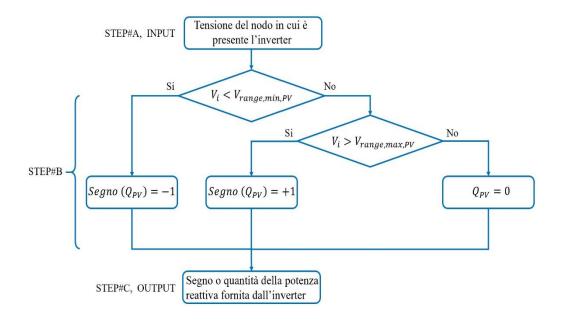


Figura 3.6. Determinazione del segno della potenza reattiva fornita dall'inverter nel nodo analizzato

Dal diagramma di flusso di Figura 3.6 si evince che il segno o la quantità di potenza reattiva fornita è determinato nel seguente modo:

- se l'ampiezza della tensione nel nodo analizzato è maggiore di $V_{range,max,PV}$, l'inverter fornisce potenza reattiva di tipo induttivo ($Q_{PV} > 0$) per diminuire la tensione e ottenere un valore minore del limite superiore. In tal caso alla riga di $CHECK_{matrice_violazioni_PV}$ tale per cui corrisponde il nodo in cui è collocato l'inverter si inserisce +1;
- ✓ se l'ampiezza della tensione nel nodo analizzato è minore di $V_{range,min,PV}$, l'inverter fornisce potenza reattiva di tipo capacitivo $(Q_{PV} < 0)$ per aumentare la tensione e ottenere un valore maggiore del limite inferiore. In tal caso alla riga di $CHECK_{matrice_violazioni_PV}$ tale per cui corrisponde il nodo in cui è collocato l'inverter si inserisce -1;
- ✓ se l'ampiezza della tensione nel nodo analizzato è compresa tra $V_{range,min,PV}$ e $V_{range,max,PV}$, non si verifica alcuna violazione di tensione e quindi l'inverter non regola, infatti la potenza reattiva è nulla ($Q_{PV} = 0$).

In tal caso alla riga di *CHECK*_{matrice_violazioni_PV} tale per cui corrisponde il nodo in cui è collocato l'inverter si inserisce 0.

STEP#B - Utilità della regolazione

Questo criterio permette di scartare gli inverter che non riescono a contribuire in maniera significativa al miglioramento dei profili di tensione poiché la loro taglia è minore rispetto a quella di altri convertitori.

Per rappresentare questo criterio, si utilizza la matrice $CHECK_{utilit\grave{a}_PV}$ che ha le stesse dimensioni di $Posizioni_{regolatori_PV}$.

La regolazione continua se il criterio dell'utilità è rispettato, infatti si aggiorna $CHECK_{utilità_PV}$ inserendo 1 nella riga che corrisponde al nodo in cui avviene la regolazione, altrimenti si inserisce 0.

STEP#C - Congruenza della regolazione

Questo criterio permette di valutare se è conveniente continuare la regolazione in base ai valori di tensione ottenuti. La congruenza è rispettata, se un aumento di potenza reattiva induttiva implica un abbassamento di tensione, oppure se un aumento di potenza reattiva capacitiva provoca un incremento di tensione.

Il criterio della congruenza è rappresentato attraverso la matrice $CHECK_{congruenza_PV}$ che ha le stesse dimensioni di $Posizioni_{regolatori_PV}$.

Se il criterio è rispettato, si aggiorna $CHECK_{congruenza_PV}$ inserendo 1 in corrispondenza della riga che indica il nodo in cui avviene la regolazione, altrimenti si inserisce 0;

STEP#D – Non saturazione dell'inverter

Il criterio della saturazione è violato se per il minuto in cui avviene la regolazione, l'inverter fornisce una quantità di potenza reattiva induttiva o capacitiva maggiore del limite imposto dalla curva di capability. In tal caso, l'inverter per il minuto analizzato termina la regolazione. A tal proposito, si definisce la matrice CHECK_{saturazione PV} che ha le stesse dimensioni di Posizioni_{regolatori PV}.

In caso di saturazione dell'inverter, si aggiorna *CHECK*_{saturazione_PV} inserendo 0 in corrispondenza del nodo in cui è collocato, altrimenti si inserisce 1 ed esso continua a regolare.

Definizione matrice "GLOBAL controllo tensioni PV

A seguito dell'analisi delle matrici riferite ad ogni criterio di regolazione, si definisce la matrice più importante chiamata $GLOBAL_{controllo_tensioni_PV}$ che è inizializzata per ogni minuto della simulazione pari a $Posizioni_{Regolatori_PV}$ e ha le sue stesse dimensioni. Essa, viene aggiornata per ogni minuto tramite l'equazione 3.5.

$$GLOBAL_{controllo_tensioni_PV} = CHECK_{matrice_violazioni_PV} \cdot CHECK_{saturazione_PV} \cdot CHECK_{utilit\grave{a}_PV} \cdot CHECK_{congruenza_PV}$$
(3.5)

Se in un nodo in cui è presente l'inverter non si rispettano uno o più criteri, la matrice relativa al criterio/i violato/i si modifica inserendo uno 0 al posto dell'1, come visto precedentemente. In tal modo, $GLOBAL_{controllo_tensioni_PV}$ è aggiornata continuamente e se i valori contenuti al suo interno sono tutti nulli, la regolazione termina, il che vuol dire che per il minuto considerato non ci sono inverter in grado di regolare oppure non vi è violazione di tensione, altrimenti essa continua. Al termine della regolazione, si passa al minuto successivo e si reinizializzano tutte le matrici analizzate pari a $Posizioni_{regolatori_PV}$. Così facendo, per il nuovo minuto analizzato, tutti gli inverter possono partecipare alla regolazione con l'obbligo di rispettare tutti i criteri di regolazione.

3.1.1 Procedura utilizzata per effettuare la regolazione tramite inverter

Inizializzazione della potenza reattiva fornita

Per ogni minuto della simulazione si calcola la potenza reattiva teorica fornita dagli inverter che dipende da quella effettiva fornita al minuto precedente, dalla taglia dell'inverter e da un fattore di riduzione percentuale definito come parametro di ingresso.

La potenza reattiva teorica del minuto corrente si calcola tramite l'equazione 3.6 per il caso induttivo e tramite la 3.7 per quello capacitivo:

Caso induttivo ($Q_{effettiva_PV,i-1} \ge 0$)

 $Q_{teorica,PV,i} = Q_{effettiva,PV,i-1} - taglia_{inverter} \cdot cambio_{punto_iniziale_reattiva_PV}$ (3.6)

Caso capacitivo ($Q_{effettiva,PV,i-1} < 0$)

 $Q_{teorica,PV,i} = Q_{effettiva,PV,i-1} + taglia_{inverter} \cdot cambio_{punto_iniziale_reattiva_PV}$ (3.7)

dove:

- $Q_{effettiva,PV,i-1}$ indica la quantità di potenza reattiva effettiva fornita al minuto precedente (i-1);
- taglia_{inverter} è la taglia dell'inverter presente nel nodo analizzato;
- *cambio*_{punto_iniziale_reattiva_PV} è un coefficiente che indica la riduzione percentuale di potenza reattiva induttiva o capacitiva.

Dalle equazioni 3.6 e 3.7, si nota che la potenza reattiva teorica aggiornata al minuto corrente è minore rispetto a quella effettiva del minuto precedente.

Sia per il caso induttivo che capacitivo, si controlla che la potenza reattiva teorica non cambi di segno. In tal caso, essa viene azzerata, come indicato nell'equazione 3.8 e 3.9.

Se:
$$Q_{effettiva,PV,i-1} > 0$$
 e $Q_{teorica,PV,i} < 0$ $-> Q_{teorica,PV,i} = 0$ (3.8)

Se:
$$Q_{effettiva,PV,i-1} < 0$$
 $e Q_{teorica,PV,i} > 0$ $-> Q_{teorica,PV,i} = 0$ (3.9)

Avendo a disposizione la potenza reattiva teorica del minuto corrente, si calcola la potenza reattiva effettiva nel caso induttivo e capacitivo. Quest'ultima verrà modificata dall'inverter durante la regolazione.

Caso induttivo

Se $Q_{teorica,PV,i}$ è ≥ 0 , la potenza reattiva effettiva si calcola considerando il minimo tra la potenza massima ottenuta dalla curva di capability e quella teorica calcolata precedentemente, come indicato nell'equazione 3.10.

$$Q_{effettiva,PV,i} = min(Q_{max,capability}; Q_{teorica,PV,i})$$
(3.10)

Caso capacitivo

Se $Q_{teorica,PV,i}$ è < 0, la potenza reattiva effettiva si calcola considerando il massimo tra la potenza reattiva teorica e quella massima ottenuta dalla curva di capability (in questo caso viene considerata negativa).

$$Q_{effettiva,PV,i} = max(-Q_{max,capability}; Q_{teorica,PV,i})$$
(3.11)

Dopodiché, a seguito dell'inizializzazione della potenza reattiva effettiva, si esegue la regolazione distribuita e si fornisce potenza reattiva in base al tipo di violazione di tensione.

Aggiornamento della potenza reattiva

La modifica della potenza reattiva avviene considerando la tecnica Perturba e Osserva (P&O). Si tratta della stessa procedura utilizzata per ricavare il punto di massima potenza prodotta dagli impianti fotovoltaici.

Se un aumento di potenza reattiva capacitiva implica un innalzamento del profilo di tensione, si continua nella stessa direzione. In caso contrario, se il profilo di tensione diminuisce, si riduce la potenza reattiva capacitiva (quindi è come se si aumentasse la potenza reattiva induttiva). La procedura si arresta quando la tensione nodale rientra nella banda verde di Figura 3.3 delimitata da $V_{range,min,PV}$ e $V_{range,max,PV}$ e quindi non servirebbe a nulla continuare a regolare e provocare un ulteriore aumento delle perdite.

L'aggiornamento della potenza reattiva fornita si articola in due fasi:

Fase 1

La Fase 1 è relativa alla prima iterazione in cui l'inverter fornisce una quantità di potenza reattiva calcolata tramite l'equazione 3.12.

$$Q_{i,1} = \pm (fattore_{S_n} \cdot step_{reattiva_PV} \cdot S_{n,i} \cdot CHECK_{matrice_violazioni_PV}) \quad (3.12)$$

dove:

- $fattore_{S_n}$ è un fattore di riduzione relativo alla potenza nominale dell'impianto fotovoltaico del nodo i analizzato. Se non si vuole ridurre la quantità di potenza reattiva fornita, esso si imposta pari ad 1;
- S_n indica la potenza nominale dell'impianto fotovoltaico del nodo i;

• *step*_{reattiva_PV} indica una parte della potenza reattiva totale da fornire;

• *CHECK*_{matrice_violazioni_PV} indica il segno della potenza reattiva da fornire.

Fase 2

La Fase 2 è relativa a tutti i procedimenti che avvengono dalla seconda iterazione in poi. La potenza reattiva aumenta o diminuisce in base al valore ottenuto all'iterazione precedente. Se la tensione nodale è maggiore di $V_{range,max,PV}$, l'inverter assorbe potenza reattiva induttiva $(Q_{i,n} > 0)$ per diminuire la tensione e stabilizzarla sotto il limite. Viceversa, l'inverter inietta potenza reattiva capacitiva $(Q_{i,n} < 0)$ per aumentare la tensione.

$$Q_{i,n} = \pm (Q_{i,n-1} + fattore_{S_n} \cdot step_{reattiva_PV} \cdot S_n \cdot CHECK_{matrice_violazioni_PV})$$
(3.13)

La quantità di potenza reattiva calcolata in 3.13 dipende dallo $step_{reattiva_PV}$. Un valore minore di questo parametro implica un aumento del numero di iterazioni effettuate durante la regolazione.

Controllo utilità regolazione

Si utilizza il concetto di miglioramento o peggioramento della tensione nodale ottenuta all'iterazione corrente rispetto a quella precedente, infatti si considera la soglia di regolazione " ε ".

Si aggiorna $CHECK_{utilit\grave{a}_PV}$ calcolando lo scarto relativo di tensione ottenuto tra l'iterazione corrente e quella precedente, come indicato nell'equazione 3.14:

$$CHECK_{utilit\grave{a}_PV} = |\frac{V_{i,n} - V_{i,n-1}}{V_{i,n-1}}|$$
(3.14)

Si controlla se nei nodi in cui è presente l'inverter, il valore assoluto della variazione di tensione è minore di " ε ", come indicato nella disequazione 3.15.

$$|CHECK_{utilita_PV}| < \varepsilon$$
 (3.15)

Se la disequazione 3.15 è rispettata, l'inverter termina la regolazione e $CHECK_{utilità_PV}$ si aggiorna inserendo 0 in corrispondenza del nodo in cui esso è collegato. Altrimenti, si continua a regolare e si inserisce 1.

Ad ogni iterazione, i valori contenuti all'interno di $CHECK_{utilit\grave{a}_PV}$ si salvano in un'altra matrice chiamata $CHECK_{utilit\grave{a}_iter_prec_PV}$ che ha le stesse dimensioni di $CHECK_{utilit\grave{a}_PV}$ e contiene i valori dell'iterazione precedente, come indicato nell'equazione 3.16.

$$CHECK_{utilit\ aiter\ prec\ PV} = CHECK_{utilit\ aPV} \tag{3.16}$$

Il valore della soglia di regolazione " ε " impatta sulla quantità di potenza reattiva fornita, infatti se essa è troppo piccola, occorre fornire più potenza per modificare maggiormente la tensione rispetto all'iterazione precedente.

L'utilizzo di questa soglia permette di scartare gli inverter che non riescono a contribuire in maniera significativa al miglioramento dei profili di tensione. Si nota che il valore della soglia è definito per ogni nodo della rete, quindi potrebbe essere differente in base al nodo considerato.

Controllo congruenza regolazione

Durante la regolazione di tensione si può verificare una condizione di incongruenza se a seguito di un aumento di potenza reattiva induttiva o una diminuzione di potenza reattiva capacitiva non si ottiene un calo di tensione. Oppure, si può verificare una diminuzione di tensione nonostante ci sia un aumento di potenza reattiva capacitiva o una diminuzione di induttiva. Il motivo tale per cui si verifica una incongruenza in uno specifico minuto della simulazione è dovuto al fatto che un inverter prevale rispetto ad un altro a causa della sua taglia maggiore, rendendo l'effetto di quello più piccolo ininfluente.

Si calcola la variazione di tensione tra l'iterazione corrente e quella precedente, tramite l'equazione 3.17.

$$\Delta V_{reg_PV} = |V_{i,n}| - |V_{i,n-1}| \tag{3.17}$$

dove:

• il pedice "i" indica il nodo i-esimo e "n" l'iterazione n-esima.

Per la variazione di tensione $\Delta V_{reg~PV}$ si possono verificare i seguenti casi:

 \checkmark $\Delta V_{reg_PV} > 0$ indica che la tensione nodale rispetto all'iterazione precedente è aumentata a seguito di un incremento di potenza reattiva capacitiva o una diminuzione di potenza reattiva induttiva;

✓ ΔV_{reg_PV} < 0 indica che la tensione nodale rispetto all'iterazione precedente è diminuita a seguito di un calo di potenza reattiva capacitiva o un aumento di potenza reattiva induttiva.

Successivamente, si calcola il segno della potenza reattiva facendo la differenza tra quella fornita all'iterazione corrente e quella dell'iterazione precedente, come indicato nell'equazione 3.18.

$$segno_{OPV} = |Q_{i,n} - Q_{i,n-1}| (3.18)$$

Anche in questo caso si possono verificare due casi:

- $segno_{Q_PV} > 0$ indica che rispetto all'iterazione precedente si è verificato un aumento di potenza reattiva induttiva o una diminuzione di potenza reattiva capacitiva;
- $segno_{Q_PV} < 0$ indica che rispetto all'iterazione precedente si è verificata una diminuzione di potenza reattiva induttiva oppure un aumento di potenza reattiva capacitiva.

Per ogni nodo in cui è presente un inverter, si controlla se ΔV_{reg_PV} e $segno_{Q_PV}$ sono entrambi concordi o discordi. Se si verificano queste due condizioni, si aggiorna la matrice $CHECK_{congruenza_PV}$ inserendo il valore 0 in corrispondenza del nodo in cui è collocato l'inverter, il che significa che esso termina la sua regolazione. Altrimenti si inserisce 1 al posto dello 0 e quindi l'inverter continua a regolare.

Controllo saturazione dell'inverter

Per ogni iterazione si controlla se la potenza reattiva aggiornata eccede i limiti di potenza, ovvero la potenza nominale dell'impianto. In tal caso, per il nodo/i in cui si verifica la violazione di tensione, l'inverter va in saturazione la quale può essere induttiva (vedasi equazione 3.19) o capacitiva (vedasi equazione 3.20). Di conseguenza, l'inverter termina la sua regolazione e si aggiorna la matrice $CHECK_{saturazione_PV}$ inserendo 0 in corrispondenza della riga che indica il nodo con inverter saturo. Invece, se l'inverter non è saturo, la regolazione continua e si aggiorna $CHECK_{saturazione_PV}$ inserendo 1.

$$Q_{i,n} > Q_{i,max} \to Q_{i,n} = Q_{i,max} \tag{3.19}$$

$$Q_{i,n} < -Q_{i,max} \to Q_{i,n} = -Q_{i,max}$$
 (3.20)

Aggiornamento matrice "GLOBAL controllo tensioni PV"

La matrice *GLOBAL*_{controllo_tensioni_PV} si aggiorna applicando l'equazione 3.5. Se tutti i valori contenuti al suo interno sono nulli, vuol dire che tutti gli inverter hanno terminato la regolazione a causa della violazione di uno o più criteri, oppure non si è verificata alcuna violazione di tensione. In tal caso, per il minuto analizzato la regolazione termina e si passa a quello successivo (vedasi STEP#8 del diagramma di flusso di Figura 3.4). Prima di eseguire la regolazione per il minuto successivo, tutte le matrici analizzate si inizializzano pari a *Posizioni*_{regolatori_PV} in modo da rendere partecipi alla regolazione anche gli inverter che al minuto precedente hanno violato qualche criterio.

Invece, se tutti i valori contenuti all'interno di *GLOBAL*_{controllo_tensioni_PV} non sono nulli, la regolazione continua poiché ci sono alcuni convertitori in grado di regolare e fornire il loro contribuito.

3.2 Regolazione di tensione centralizzata tramite Static Var Compensator (SVC)

L'SVC fornisce potenza reattiva induttiva o capacitiva nel nodo in cui è collocato al fine di migliorare i profili di tensione nodale. La massima potenza reattiva fornita non può essere superiore al limite induttivo o capacitivo definito come dato di ingresso.

I procedimenti per effettuare questo tipo di regolazione sono analoghi a quelli della regolazione distribuita.

Per ogni nodo della rete si definiscono i seguenti limiti di tensione inferiori e superiori, come rappresentato in Figura 3.7.

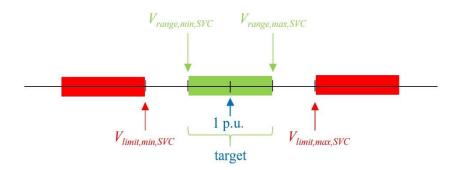


Figura 3.7. Limiti di tensione utilizzati per la regolazione di tensione centralizzata tramite

Analogamente al caso della regolazione distribuita, per ogni minuto della simulazione la regolazione continua se è presente almeno un SVC in grado di rispettare i criteri di regolazione, i quali vengono rappresentati attraverso le seguenti matrici:

Violazione di tensione

Questo criterio è rappresentato tramite *CHECK*_{matrice_violazioni_SVC}, una matrice che indica il segno della potenza reattiva fornita dall'SVC ed è costituita da un numero di righe pari al numero di nodi e un numero di colonne pari al numero di fasi Essa, prima di effettuare la regolazione di tensione è inizializzata pari alla matrice delle tensioni nodali, per controllare la presenza di eventuali violazioni di tensione. In Figura 3.8 è mostrato il diagramma di flusso per determinare il segno o la quantità della potenza reattiva fornita in funzione dell'ampiezza della tensione nel nodo con presenza di SVC.

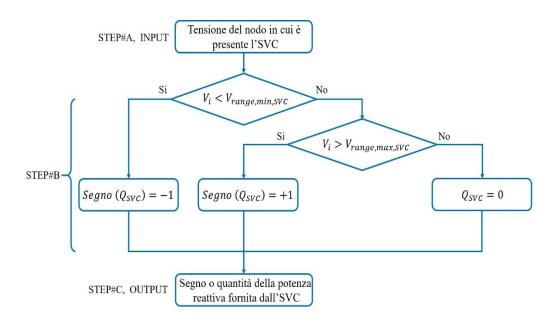


Figura 3.8. Determinazione del segno di potenza reattiva fornita dall'SVC nel nodo ana-

Dal diagramma di flusso di Figura 3.8 si evince che il segno di potenza reattiva si determina nel seguente modo:

- ✓ se l'ampiezza della tensione nel nodo analizzato è maggiore di $V_{range,max,SVC}$, l'SVC fornisce potenza reattiva induttiva ($Q_{SVC} > 0$) per di diminuire la tensione e ottenere un valore minore del limite superiore. In tal caso alla riga di $CHECK_{matrice_violazioni_SVC}$ tale per cui corrisponde il nodo in cui è collocato l'SVC si inserisce +1;
- se l'ampiezza della tensione nel nodo analizzato è minore di $V_{range,min,SVC}$, l'SVC inietta potenza reattiva capacitiva ($Q_{SVC} < 0$) per aumentare la tensione e ottenere un valore maggiore del limite inferiore. In tal caso alla riga di $CHECK_{matrice_violazioni_SVC}$ tale per cui corrisponde il nodo in cui è collocato l'SVC si inserisce -1;
- se l'ampiezza della tensione nel nodo analizzato è compresa tra $V_{range,min,SVC}$ e $V_{range,max,SVC}$, non si verifica nessuna violazione di tensione e quindi l'SVC non regola e la potenza reattiva fornita è nulla $(Q_{SVC} = 0)$. In tal caso alla riga di $CHECK_{matrice_violazioni_SVC}$ tale per cui corrisponde il nodo in cui è collocato l'SVC si inserisce 0;

Utilità della regolazione

Anche per questo tipo di regolazione si effettua il controllo dell'utilità, infatti nel caso in cui ci sono più SVC, potrebbe accadere che alcuni non riescano a contribuire in maniera significativa al miglioramento dei profili di tensione a causa della loro taglia minore rispetto a quella altrui.

Per rappresentare questo criterio si utilizza la matrice $CHECK_{utilit\grave{a}_SVC}$ che è costituita da un numero di righe pari al numero di nodi della rete e un numero di colonne pari al numero di fasi. Se il criterio dell'utilità è rispettato, si aggiorna $CHECK_{utilit\grave{a}_SVC}$ inserendo 1 nella riga che corrisponde al nodo in cui avviene la regolazione, altrimenti si inserisce 0.

Congruenza della regolazione

Anche per questo criterio valgono le stesse considerazioni della regolazione distribuita, infatti la congruenza è rispettata se un aumento di potenza reattiva induttiva implica un abbassamento di tensione, oppure un aumento di potenza reattiva capacitiva provoca un innalzamento.

Il criterio della congruenza è rappresentato tramite $CHECK_{congruenza_SVC}$, una matrice costituita da un numero di righe pari al numero di nodi e un numero di colonne pari al numero di fasi. Se il criterio è rispettato si aggiorna $CHECK_{congruenza_SVC}$ e si inserisce 1 in corrispondenza della riga che indica il nodo in cui avviene la regolazione, altrimenti si inserisce 0.

Non saturazione dell'SVC

A differenza della regolazione distribuita, la massima potenza reattiva non è ricavata dalla curva di capability, ma si definisce come dato di ingresso un limite induttivo e capacitivo (vedasi capitolo 2.4.2). Se esso per il minuto in cui avviene la regolazione di tensione viene superato, l'SVC va in saturazione e quindi la sua regolazione termina.

Si definisce una matrice chiamata $CHECK_{saturazione_SVC}$ che ha le stesse dimensioni di $CHECK_{utilit\grave{a}}$ SVC.

In caso di saturazione dell'SVC, *CHECK*_{saturazione_SVC} si aggiorna inserendo 0 in corrispondenza del nodo in cui è collocato, altrimenti si inserisce 1 ed esso continua a regolare.

Definizione matrice "GLOBAL controllo tensioni SVC"

A seguito della definizione delle matrici relative ad ogni criterio di regolazione, si definisce $GLOBAL_{controllo_tensioni_SVC}$, una matrice costituita da un numero di righe pari al numero di nodi e un numero di colonne pari al numero di fasi. Essa, per ogni minuto della simulazione è inizializzata pari a $presenza_{SVC}$ un vettore colonna che sarà analizzato successivamente.

Così come avviene per la regolazione distribuita, *GLOBAL*_{controllo_tensioni_SVC} è legata alle matrici definite precedentemente, come indicato nell'equazione 3.21.

$$GLOBAL_{controllo_tensioni_SVC} = CHECK_{matrice_violazioni_SVC} \cdot CHECK_{saturazione_SVC} \cdot CHECK_{utilità_SVC} \cdot CHECK_{congruenza_SVC}$$
(3.21)

Se si verifica una violazione di uno o più criteri, la matrice relativa al criterio/i violato/i viene modificata inserendo uno 0 al posto dell'1 in corrispondenza della riga che indica il nodo in cui è avvenuta la violazione. Se tutti i valori contenuti all'interno di *GLOBAL*_{controllo_tensioni_SVC} sono nulli, la regolazione termina, il che vuol dire che nessun SVC per il minuto analizzato è in grado di regolare.

Per ogni minuto della simulazione tutte le matrici presenti nell'equazione 3.21 sono riinizializzate pari a $presenza_{SVC}$, in modo tale da contribuire alla nuova regolazione anche se al minuto precedente è stato violato qualche criterio.

3.2.1 Procedura utilizzata per effettuare la regolazione tramite SVC

In Figura 3.9 è mostrato un diagramma di flusso in cui vi sono tutti i procedimenti e i criteri utilizzati per effettuare la regolazione tramite SVC.

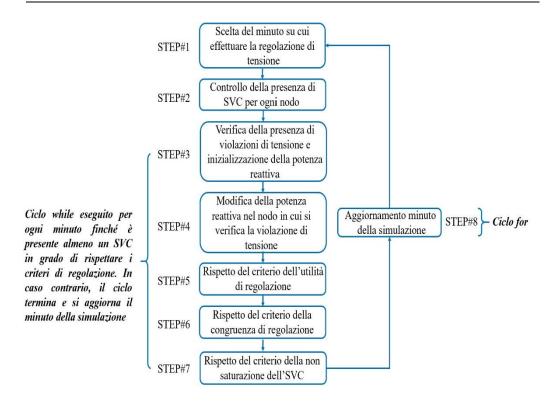


Figura 3.9. Diagramma di flusso per effettuare la regolazione centralizzata tramite SVC

Di seguito, è presente una descrizione dei procedimenti elencati nel diagramma di flusso di Figura 3.9.

<u> STEP#1 - Minuto della simulazione</u>

Per ogni minuto della simulazione si effettua la regolazione e si salvano i valori di tensione e di corrente aggiornati.

STEP#2 - Controllo della presenza di SVC

Per conoscere i nodi in cui è presente l'SVC, si definisce un vettore colonna indicato con $presenza_{SVC}$ costituito da un numero di righe pari al numero di nodi. Se il valore della riga corrisponde al nodo in cui è presente l'SVC, si inserisce 1, altrimenti si inserisce 0.

<u>STEP#3 – Verifica della violazione di tensione e inizializzazione della potenza</u> reattiva fornita dall'SVC

Per la verifica della violazione di tensione fare riferimento al criterio relativo alla violazione di tensione descritto in precedenza.

Per ogni minuto della simulazione si inizializza la potenza reattiva tenendo conto della quantità fornita al minuto precedente. Si nota che per questo tipo di regolazione non si considera, né la potenza reattiva teorica e nemmeno la potenza massima ricavata dalla curva di capability. Per queste ragioni, si calcola direttamente la potenza reattiva effettiva del minuto corrente, tramite l'equazione 3.22 o 3.23:

Caso induttivo

$$Q_{effettiva_SVC,i} = Q_{effettiva_SVC,i-1} - limite_{induttivo_SVC} \cdot cambio_{punto_iniziale_reattiva_SVC}$$
(3.22)

dove:

- $Q_{effettiva_SVC,i-1}$ rappresenta la quantità di potenza reattiva effettiva fornita al minuto precedente (i-1);
- *limite*_{induttivo_SVC} è il limite induttivo dell'SVC collocato nel nodo analizzato;
- *cambio*_{punto_iniziale_reattiva_SVC} è un coefficiente che indica la riduzione percentuale di potenza reattiva induttiva.

Caso capacitivo

$$Q_{effettiva_SVC,i} = Q_{effettiva_SVC,i-1} + limite_{capacitivo_SVC} \cdot cambio_{punto_iniziale_reattiva_SVC}$$
(3.23)

dove:

- $Q_{effettiva_SVC,i-1}$ indica la quantità di potenza reattiva effettiva fornita al minuto precedente (i-1);
- *limite_{capacitivo_SVC}* indica il limite capacitivo dell'SVC collocato nel nodo analizzato;
- *cambio*_{punto_iniziale_reattiva_SVC} è un coefficiente che indica la riduzione percentuale di potenza reattiva capacitiva.

Si nota che dall'equazione 3.22 e 3.23, la potenza reattiva effettiva del minuto corrente è minore rispetto a quella del minuto precedente.

Anche per questo tipo di regolazione si distinguono due casi per controllare se la potenza reattiva effettiva è cambiata di segno:

Caso induttivo ($Q_{effettiva_SVC,i} \ge 0$)

Se:
$$Q_{effettiva_SVC,i} < 0 \rightarrow Q_{effettiva_SVC,i} = 0$$
 (3.24)

Caso capacitivo ($Q_{effettiva_SVC,i} < 0$)

Se:
$$Q_{effettiva_SVC,i} > 0 -> Q_{effettiva_SVC,i} = 0$$
 (3.25)

STEP#4 - Modifica della potenza reattiva

Si utilizza *CHECK*_{matrice_violazioni_SVC} per ottenere il segno di potenza reattiva al fine di migliorare il profilo di tensione.

Si definiscono due fasi, di cui la fase1 tiene conto della prima iterazione e la fase 2 di quelle successive.

Fase 1

Nella fase 1 la potenza reattiva fornita dall'SVC si calcola tramite l'equazione 3.26.

$$Q_{i,1} = \pm (step_{reattiva_SVC} \cdot presenza_{SVC} \cdot CHECK_{matrice_violazioni_SVC}) \quad (3.26)$$

dove:

- *step*_{reattiva_SVC} è un parametro di ingresso che indica la quantità di potenza reattiva fornita ad ogni iterazione;
- presenza_{SVC} indica se nel nodo analizzato è presente un SVC. In tal caso, si ottiene 1, altrimenti 0;
- *CHECK*_{matrice_violazioni_SVC} indica il segno di potenza reattiva in modo da fornire la quantità necessaria per migliorare il profilo di tensione.

Fase 2

Nella Fase 2 la potenza reattiva aumenta o diminuisce in base al valore ottenuto all'iterazione precedente. Se la tensione nodale è maggiore di $V_{range,max,SVC}$,

l'SVC assorbe potenza reattiva induttiva $(Q_{i,n} > 0)$ per diminuire la tensione e rispettare i limiti imposti. Viceversa, esso inietta potenza reattiva capacitiva $(Q_{i,n} < 0)$ per aumentare la tensione.

$$Q_{i,n} = \pm (Q_{i,n-1} + step_{reattiva_SVC} \cdot presenza_{SVC} \cdot CHECK_{matrice_violazioni_SVC})$$
(3.27)

Anche per l'equazione 3.27 valgono le stesse considerazioni della 3.26.

La potenza reattiva da sommare o sottrarre dipende da *step*_{reattiva_SVC} che è definito per ogni nodo. Si nota che una minore potenza reattiva fornita implica un aumento del numero di iterazioni.

STEP#5 - Controllo utilità regolazione

Anche per questo tipo di regolazione si definisce una soglia indicata con "ɛ" che discrimina un effettivo miglioramento o peggioramento di tensione rispetto all'iterazione precedente.

Si aggiorna $CHECK_{utilit\grave{a}_SVC}$ calcolando lo scarto relativo di tensione ottenuto tra l'iterazione corrente e quella precedente, come indicato nella seguente equazione.

$$CHECK_{utilit\grave{a}_SVC} = |\frac{V_{i,n} - V_{i,n-1}}{V_{i,n-1}}|$$
(3.28)

Si controlla se nei nodi in cui è presente l'SVC il valore assoluto della variazione di tensione è minore rispetto alla soglia "ɛ", come indicato nella disequazione 3.29.

$$|CHECK_{utilita_SVC}| < \varepsilon$$
 (3.29)

Se la disequazione 3.29 è rispettata, l'SVC termina la regolazione e si aggiorna $CHECK_{utilità_SVC}$ inserendo 0 in corrispondenza del nodo in cui esso è collocato, altrimenti si continua a regolare e si inserisce 1.

Ad ogni iterazione i valori contenuti all'interno di $CHECK_{utilit\grave{a}_SVC}$ si salvano in un'altra matrice chiamata $CHECK_{utilit\grave{a}_iter_prec_SVC}$ che ha le stesse dimensioni di $CHECK_{utilit\grave{a}}$ $_{SVC}$ e contiene i valori ottenuti all'iterazione precedente.

$$CHECK_{utilit\grave{a}_iter_prec_SVC} = CHECK_{utilit\grave{a}_SVC}$$
 (3.30)

Il valore della soglia "ɛ" impatta sulla potenza reattiva fornita, infatti se essa è troppo elevata, occorre fornire più potenza reattiva per modificare maggiormente la tensione rispetto all'iterazione precedente.

Analogamente al caso della regolazione distribuita, l'utilizzo della soglia permette di scartare gli SVC che non riescono a contribuire in maniera significativa al miglioramento dei profili di tensione.

STEP#6 - Controllo congruenza

Durante la regolazione di tensione si verifica una condizione di incongruenza se a seguito di un aumento di potenza reattiva induttiva o una diminuzione di potenza reattiva capacitiva, non si ottiene un calo di tensione, oppure se si fornisce potenza reattiva capacitiva e si ottiene un valore di tensione minore.

Il motivo per cui si verifica una incongruenza è dovuto al fatto che un SVC prevale rispetto ad un altro a causa della sua taglia maggiore, rendendo l'effetto dell'SVC più piccolo ininfluente.

Si calcola la variazione di tensione tra l'iterazione corrente e quella precedente, come indicato nell'equazione 3.31.

$$\Delta V_{reg_SVC} = |V_{i,n}| - |V_{i,n-1}| \tag{3.31}$$

dove:

• il pedice "i" indica il nodo i-esimo e "n" l'iterazione n-esima.

Per la variazione di tensione $\Delta V_{reg~SVC}$ si possono verificare i seguenti casi:

- \checkmark $\Delta V_{reg_SVC} > 0$ indica che la tensione nodale rispetto all'iterazione precedente è aumentata a seguito di un aumento di potenza reattiva capacitiva o di una diminuzione di potenza reattiva induttiva;
- \checkmark $\Delta V_{reg_SVC} < 0$ indica che la tensione nodale rispetto all'iterazione precedente è diminuita a seguito di un aumento di potenza reattiva induttiva o di una diminuzione di potenza reattiva capacitiva;

Dopodiché, si calcola il segno di potenza reattiva facendo la differenza tra la potenza reattiva fornita dall'SVC all'iterazione corrente e quella dell'iterazione precedente, come indicato nell'equazione 3.32.

$$segno_{OSVC} = |Q_{i,n} - Q_{i,n-1}| (3.32)$$

Anche in questo caso si possono verificare due casi:

• $segno_{Q_SVC} > 0$ indica che rispetto all'iterazione precedente si è verificato un aumento di potenza reattiva induttiva o una diminuzione di potenza reattiva capacitiva;

• $segno_{Q_SVC} < 0$ indica che rispetto all'iterazione precedente c'è stata una diminuzione di potenza reattiva induttiva oppure un aumento di potenza reattiva capacitiva.

Per ogni nodo in cui è presente l'SVC, si controlla se ΔV_{reg_SVC} e il $segno_{Q_SVC}$ sono entrambi concordi o discordi. Se si verificano queste due condizioni si aggiorna $CHECK_{congruenza_SVC}$ inserendo 0 nella riga che corrisponde al nodo in cui è collocato l'SVC, il che significa che per il minuto della simulazione analizzato esso termina la regolazione. In caso contrario, si inserisce 1 e quindi l'SVC continua a regolare.

STEP#7 – Controllo saturazione dell'SVC

Per ogni iterazione si controlla se la potenza reattiva nodale aggiornata eccede il limite induttivo o capacitivo. In tal caso, per il nodo in cui si verifica la violazione, l'SVC va in saturazione induttiva (vedasi equazione 3.33) o capacitiva (vedasi equazione 3.34).

Se:
$$Q_{i,n} > Q_{i,max} \to Q_{i,n} = Q_{i,max}$$
 (3.33)

Se:
$$Q_{i,n} < -Q_{i,max} \to Q_{i,n} = -Q_{i,max}$$
 (3.34)

In caso di saturazione *CHECK*_{saturazione_SVC} si aggiorna inserendo 0 in corrispondenza della riga che indica il nodo con SVC saturo o 1 se l'SVC continua a regolare.

Aggiornamento GLOBAL controllo tensioni SVC

La matrice $GLOBAL_{controllo_tensioni_SVC}$ si aggiorna tramite l'equazione 3.21. Se tutti i valori contenuti al suo interno sono nulli, vuol dire che tutti gli SVC hanno terminato la regolazione a causa della violazione di uno o più criteri. In tal caso, il ciclo termina e si aggiorna il minuto della simulazione. Dopodiché, prima di effettuare la regolazione per il minuto successivo, tutte le matrici analizzate si reinizializzano pari a $presenza_{SVC}$ in modo tale da rendere partecipi alla regolazione tutti i dispositivi, anche se al minuto precedente hanno violato uno o più criteri.

Invece, se tutti i valori contenuti all'interno di *GLOBAL*_{controllo_tensioni_SVC} non sono nulli, la regolazione continua poiché è presente almeno un SVC che non ha violato nessun criterio.

3.3 Regolazione di tensione centralizzata tramite On Load Tap Changer (OLTC)

La regolazione centralizzata tramite OLTC si basa su un controllo proporzionale integrativo che permette di ottenere la posizione del tap tale per cui corrisponde il target di tensione desiderato. Inoltre, essa avviene in maniera indipendente su ogni fase.

Calcolo della tensione in funzione della posizione del tap

I valori di tensione in funzione della posizione del tap si calcolano tramite l'equazione 3.35.

$$V_{tap} = 1 + Tap \cdot \Delta V_{tap} \tag{3.35}$$

Nel caso in cui la posizione del tap è pari a 0 (Tap = 0) la tensione corrispondente è quella di riferimento, ovvero 1 p.u.

Con un tap-changer a 7 posizioni si possono ottenere i valori di tensione elencati in Tabella 3-1.

Тар	$V_{tap}(p.u)$
-3	0.9625
-2	0.975
-1	0.9875
0	1
1	1.0125
2	1.025
3	1.0375

Tabella 3-1. Valori di tensione in funzione della posizione del tap

3.3.1 Procedura utilizzata per effettuare la regolazione tramite OLTC

Il codice per effettuare la regolazione tramite OLTC è stato implementato considerando la tensione al nodo con OLTC relativa al minuto precedente. Nel caso in cui si effettua la regolazione al minuto 1, non si ha nessuna informazione di quello che è avvenuto al minuto precedente e quindi si applica il seguente algoritmo.

Si definisce la tensione di sbarra lato BT desiderata (nodo 1) indicata con $V_{sbarra_lato_BT}$. Dopodiché, si calcola la differenza tra ogni valore di V_{tap} (vedasi seconda colonna della Tabella 3-1) e $V_{sbarra_lato_BT}$, come indicato nell'equazione 3.36.

$$\Delta V_{tap} = V_{tap} - V_{sbarra_lato_BT} \tag{3.36}$$

Applicando l'equazione 3.36 si ottiene un vettore colonna costituito da un numero di righe pari al numero di tap (7). Successivamente, si determina il valore della riga tale per cui si ottiene il minimo valore di ΔV_{tap} . In funzione di esso, si trova la corrispondente tensione appartenente al vettore colonna V_{tap} . Si nota che questo tipo di algoritmo permette di ricavare il valore di tensione più prossimo a $V_{sbarra_lato_BT}$, nonostante le posizioni del tap sono discrete.

In Figura 3.10 è rappresentato un diagramma di flusso in cui sono elencati tutti i procedimenti per effettuare la regolazione centralizzata tramite OLTC dal minuto 2 in poi.

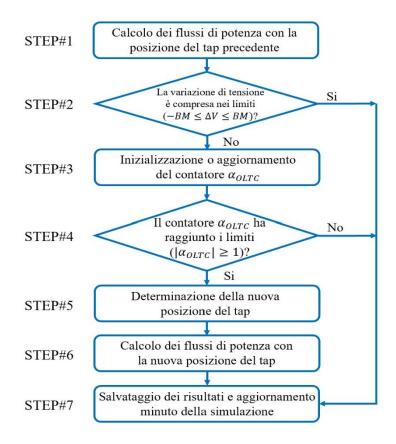


Figura 3.10. Diagramma di flusso per effettuare la regolazione centralizzata tramite OLTC

Di seguito è presente una breve descrizione di ogni STEP elencato nel diagramma di flusso di Figura 3.10:

STEP#1 - Calcolo dei flussi di potenza con la posizione del tap precedente

Inizialmente, si calcolano i flussi di potenza con la posizione del tap non modificata. Si determinano le correnti e le tensioni in tutti i nodi della rete, soprattutto al nodo in cui è collocato l'OLTC.

STEP#2 – Controllo se la tensione è compresa nei limiti

Si calcola la variazione di tensione facendo la differenza tra la tensione al nodo in cui è collocato l'OLTC (relativa al minuto precedente) e la tensione di sbarra lato BT (valore desiderato), come indicato nell'equazione 3.37.

$$\Delta V = V_{nodo\ OLTC}(t-1) - V_{sbarra\ lato\ BT}$$
(3.37)

In funzione del valore di ΔV ottenuto si distinguono tre casi:

- 1. $\Delta V > BM$: indica un caso di sovratensione;
- 2. $\Delta V < -BM$: indica un caso di sottotensione;
- 3. $-BM \le \Delta V \le BM$: indica un caso senza violazione di tensione.

<u>STEP#3 – Inizializzazione o aggiornamento del contatore delle sovratensioni e sottotensioni</u>

Si definisce un contatore relativo alle sovra-sotto tensioni indicato con α_{OLTC} che viene inizializzato a zero e si incrementa o decrementa in caso di sovratensione o sottotensione. Invece, se non vi è alcuna violazione, esso rimane invariato. Si definisce un parametro indicato con $\alpha_{OLTC,\Delta t}$ che rappresenta l'incremento da sommare o sottrarre ad α_{OLTC} e si calcola tramite l'equazione 3.38.

$$\alpha_{OLTC,\Delta t} = \frac{2 \cdot (|V_{nodo_OLTC}(t-1) - V_{sbarra_lato_BT}|)}{t_{amm} \cdot BM} \Delta t$$
 (3.38)

dove:

• $|V_{nodo_OLTC}(t-1) - V_{sbarra_lato_BT}|$ indica il valore assoluto della variazione di tensione;

- Δt rappresenta il passo temporale della simulazione, in questo caso specifico è pari a 1 minuto;
- t_{amm} rappresenta il tempo ammissibile tale per cui è ammessa una determinata violazione di tensione;
- BM è la banda morta di tensione.

Di seguito sono descritti i 3 possibili casi che si possono verificare:

Caso 1 - sovratensione

In caso di sovratensione si incrementa il contatore di una quantità pari a $\alpha_{OLTC,\Delta t}$, come indicato nell'equazione 3.39.

$$\alpha_{OLTC}(t) = \alpha_{OLTC}(t-1) + \alpha_{OLTC,\Delta t}$$
(3.39)

Caso 2 - sottotensione

In caso di sottotensione si decrementa il contatore di una quantità pari a $\alpha_{OLTC,\Delta t}$, come indicato nell'equazione 3.40.

$$\alpha_{OLTC}(t) = \alpha_{OLTC}(t-1) - \alpha_{OLTC,\Delta t}$$
(3.40)

Caso 3 – nessuna violazione di tensione

Se non si verifica nessuna violazione di tensione, il contatore non viene modificato, quindi assume lo stesso valore del minuto precedente, come indicato nell'equazione 3.41:

$$\alpha_{OLTC}(t) = \alpha_{OLTC}(t-1) \tag{3.41}$$

Annullamento deviazione di tensione

Nel caso in cui non si verifica nessuna violazione di tensione, si cerca di annullare il valore del contatore sommando o sottraendo ΔV_{ann_OLTC} , che è un parametro definito come dato di ingresso. In particolare, se il contatore è negativo, si applica l'equazione 3.42, invece se è positivo, si applica l'equazione 3.43:

$$\alpha_{OLTC}(t) = \alpha_{OLTC}(t-1) + \Delta V_{ann_OLTC}$$
(3.42)

$$\alpha_{OLTC}(t) = \alpha_{OLTC}(t-1) - \Delta V_{ann\ OLTC}$$
(3.43)

STEP#4 - Controllo se il contatore ha raggiunto i limiti

Si controlla se il contatore $\alpha_{OLTC}(t)$ ha superato i limiti, ovvero -1 o +1. In tal caso, si procede alla determinazione della nuova posizione del tap. Invece, in caso contrario, la posizione del tap rimane invariata, il ciclo termina e si passa al minuto successivo.

STEP#5 - Determinazione della nuova posizione del tap

Sovratensione

In caso di sovratensione $\alpha_{OLTC}(t)$ è maggiore di 1, quindi la posizione del tap diminuisce per ottenere una tensione minore, come indicato nell'equazione 3.44.

$$\alpha_{OLTC}(t) > 1 \to tap_n = tap_{n-1} - 1 \tag{3.44}$$

Sottotensione

In caso di sottotensione $\alpha_{OLTC}(t)$ è minore di -1, quindi la posizione del tap aumenta per ottenere una tensione maggiore, come indicato nell'equazione 3.45:

$$\alpha_{OLTC}(t) < -1 \to tap_n = tap_{n-1} + 1$$
 (3.45)

Controllo della posizione del tap

A seguito della modifica della posizione del tap, si controlla di non aver superato la massima o minima posizione consentita. In tal caso, si applicano le equazioni 3.46 o 3.47.

Se:
$$tap_n > tap_{max} \rightarrow tap_n = tap_{max}$$
 (3.46)

Se:
$$tap_n < tap_{min} \rightarrow tap_n = tap_{min}$$
 (3.47)

Se si verifica una di queste due condizioni, si incrementa un parametro chiamato Δt_{tap} che indica il tempo passato durante il cambio fra due tap. In caso contrario, il parametro non subisce nessuna variazione.

STEP#6 - Calcolo dei flussi di potenza con la nuova posizione del tap

A seguito dell'aggiornamento della posizione del tap si ricalcolano i flussi di potenza per determinare le nuove tensioni nodali e le correnti.

STEP#7 - Salvataggio dei dati e aggiornamento minuto della simulazione

Dopo il calcolo dei flussi di potenza si salvano le grandezze principali (tensioni, correnti), si aggiorna il minuto della simulazione e si riesegue la simulazione partendo dallo STEP#2.

Si nota che i risultati ottenuti dipendono dai valori attribuiti ai parametri di ingresso. A tal proposito, uno dei parametri da calibrare e che impatta notevolmente nella regolazione è il t_{amm} che si calcola tramite l'equazione 3.48 [7].

$$t_{amm} = \frac{2 \cdot (|V_{nodo_OLTC}(t-1) - V_{sbarra_lato_BT}|)}{BM \cdot \alpha_{OLTC,\Delta t}} \cdot \Delta t$$
(3.48)

La calibrazione di t_{amm} si effettua scegliendo opportunamente i valori dei parametri indicati nell'equazione 3.49. Ad esempio, se si utilizzano i seguenti valori, si ottiene un t_{amm} pari a 32 minuti.

- $V_{nodo\ OLTC}(t-1) V_{sharra\ lato\ BT} = 0.1;$
- $\Delta t = 1 \ minuto;$
- $\alpha_{OLTC,\Delta t} = 1$;
- BM = 0.00625.

Se nell'equazione 3.48 si considerano tutti i parametri costanti tranne $\alpha_{OLTC,\Delta t}$ e t_{amm} , si nota che essi sono inversamente proporzionali, quindi se si sceglie un valore di t_{amm} più elevato, si ottiene un valore minore dell'incremento $\alpha_{OLTC,\Delta t}$. Di conseguenza è più probabile che il contatore α_{OLTC} sia compreso nei limiti -1 e +1 e quindi si ottiene una diminuzione del numero di tap eseguiti. Se si vuole aumentare il numero di tap, si deve scegliere un valore minore di t_{amm} .

È fondamentale disporre di una logica di controllo efficiente in grado di garantire delle buone prestazioni di regolazione, evitando di massimizzare il numero di tap e quindi risparmiando nei costi di manutenzione dell'OLTC.

Capitolo 3 109

3.4 Calcolo degli indicatori di tensione

Il calcolo degli indicatori permette di valutare l'efficacia di ogni tipologia di regolazione. In Figura 3.11 è mostrato un diagramma di flusso in cui sono elencati i procedimenti relativi al calcolo degli indicatori di tensione:

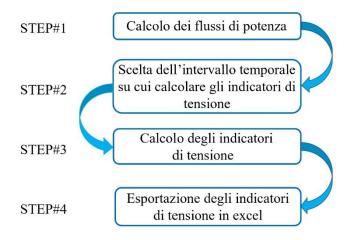


Figura 3.11. Diagramma di flusso per il calcolo degli indicatori di tensione

Di seguito è presente la descrizione per ogni indicatore di tensione calcolato [7]:

Global Over Voltage Persistance (GOVP) e Global Undervoltage Persistance (GUVP)

L'indicatore GOVP considera il numero di nodi per il quale l'ampiezza della tensione ad ogni passo temporale è maggiore del limite di tensione superiore $V_{range,max}$. Invece, l'indicatore GUVP è simile al GOVP, ma è relativo al numero di nodi per il quale l'ampiezza della tensione è minore del limite di tensione inferiore $V_{range,min}$. Questi due indicatori forniscono una stima dell'efficacia di regolazione, infatti se uno dei due indicatori o entrambi diminuiscono, vuol dire che la regolazione ha provocato un'attenuazione delle sovratensioni o sottotensioni e quindi è stato ottenuto l'effetto desiderato.

$$GOVP = \frac{\sum_{t=1}^{M} \sum_{k=1}^{N_{nodi}} N_{(V>V_{range,max})}}{N_{nodi} \cdot M}$$
(3.49)

$$GUVP = \frac{\sum_{t=1}^{M} \sum_{k=1}^{N_{nodi}} N_{(V < V_{range,min})}}{N_{nodi} \cdot M}$$
(3.50)

dove:

• N_{nodi} indica il numero di nodi;

• $N_{(V>V_{range,max})}$ e $N_{(V<V_{range,min})}$ rappresentano rispettivamente il numero di minuti tale per cui la tensione è superiore a $V_{range,max}$ o inferiore a $V_{range,min}$;

• M numero di minuti totali su cu si esegue la simulazione.

Over Voltage Duration (OD) e Under Voltage Duration (UD)

Per il calcolo degli indicatori di tensione *OD* e *UD* non si considerano il numero totale di violazioni, ma si tiene conto per ogni passo temporale della presenza o meno di violazioni di tensione per ogni nodo. I due indicatori si calcolano tramite l'equazione 3.51 e 3.52.

$$OD = \frac{N_{(V > V_{range,max})}}{N_{nodi} \cdot M} \tag{3.51}$$

$$UD = \frac{N_{(V < V_{range,min})}}{N_{nodi} \cdot M} \tag{3.52}$$

dove:

- N_{nodi} indica il numero di nodi;
- $N_{(V>V_{range,max})}$ e $N_{(V<V_{range,min})}$ rappresentano rispettivamente il numero di minuti tale per cui la tensione è superiore a $V_{range,max}$ o inferiore a $V_{range,min}$;
- *M* indica il numero di minuti totali su cui si esegue la simulazione.

Voltage Deviations with Energy Flows (VDEF)

Il *VDEF* è un indicatore che considera la somma dei quadrati delle deviazioni di tensione per ogni nodo della rete e per ogni passo temporale rispetto al valore di riferimento unitario. Le deviazioni di tensione vengono moltiplicate per l'energia persa di ogni nodo per attribuire più importanza ai nodi con un consumo maggiore.

La somma totale è divisa per l'energia totale consumata in tutta la rete durante il periodo di simulazione. L'equazione per il calcolo di *VDEF* è la 3.53:

$$VDEF = \frac{\sum_{t=1}^{M} \sum_{k=1}^{N_{nodi}} E_{k,t} \cdot (V_{k,t} - V_{k,t,ref})^{2}}{E_{tot}}$$
(3.53)

dove:

- *N*_{nodi} indica il numero di nodi;
- $V_{k.t}$ rappresenta la tensione nel nodo k-esimo al minuto t;
- $V_{k,t,ref}$ indica la tensione di riferimento al minuto t;
- $E_{k,t}$ è l'energia nel nodo k-esimo al minuto t;
- E_{tot} indica l'energia totale consumata in tutti i nodi della rete durante l'intero periodo di simulazione.

Voltage deviations with energy flows high (VDEF - high)

Per il calcolo di questo indicatore si considerano soltanto le tensioni nodali superiori a 1 p.u. L'equazione per il calcolo di $VDEF_{high}$ è la 3.54:

$$VDEF_{high} = \frac{\sum_{t=1}^{M} \sum_{k=1}^{N_{nodi}} E_{k,t} \cdot (V_{k,t} - V_{k,t,ref})^{2}}{E_{tot}} \operatorname{con} V_{k,t} > 1 \text{ p. u}$$
(3.54)

dove:

- N_{nodi} indica il numero di nodi;
- $V_{k,t}$ rappresenta la tensione nel nodo k-esimo al minuto t;
- $V_{k,t,ref}$ indica la tensione di riferimento al minuto t;
- $E_{k,t}$ è l'energia nel nodo k-esimo al minuto t;
- E_{tot} è l'energia totale consumata in tutti i nodi della rete durante l'intero periodo di simulazione.

Voltage deviations with energy flows low (VDEF - low)

L'equazione utilizzata per il calcolo di questo indicatore è la 3.55 che è uguale alla 3.54, ma con la differenza che si considerano solamente le tensioni nodali inferiori a 1 p.u.

$$VDEF_{low} = \frac{\sum_{t=1}^{M} \sum_{k=1}^{N_{nodi}} E_{k,t} \cdot (V_{k,t} - V_{k,t,ref})^{2}}{E_{tot}} \text{ con } V_{k,t} < 1 \text{ p. u}$$
(3.55)

dove:

- N_{nodi} indica il numero di nodi;
- $V_{k,t}$ rappresenta la tensione nel nodo k-esimo al minuto t;
- $V_{k,t,ref}$ indica la tensione di riferimento al minuto t;
- $E_{k,t}$ è l'energia nel nodo k-esimo al minuto t;
- E_{tot} è l'energia totale consumata in tutti i nodi della rete durante l'intero periodo di simulazione.

Per ogni simulazione effettuata si calcola lo scarto relativo percentuale tra i valori ottenuti nel caso con e senza regolazione, tramite l'equazione 3.56.

$$\varepsilon_{indicatori}\% = \frac{indicatore_{regolazione} - indicatore_{senza_regolazione}}{indicatore_{senza_regolazione}} \cdot 100$$
 (3.56)

3.4.1 Calcolo degli indicatori di tensione nel periodo diurno e notturno

Gli indicatori di tensione sono calcolati per ogni giorno della settimana e anche per l'intero periodo settimanale. Per avere una stima più accurata della regolazione, si è scelto di calcolare gli indicatori anche nel periodo diurno e notturno. In tal modo, si valutano gli effetti della regolazione su uno specifico periodo della giornata. Per ottenere l'intervallo temporale su cui calcolare gli indicatori, si definiscono il minuto iniziale e finale del periodo che si vuole analizzare. In tal modo, si può scegliere un periodo notturno e diurno e analizzare i risultati ottenuti e valutare se la regolazione di tensione è eseguita correttamente. Ad esempio, se si effettua la regolazione solo distribuita nel periodo notturno, gli indicatori di tensione con e senza

regolazione devono essere uguali poiché gli inverter non hanno a disposizione potenza reattiva a causa dell'assenza di radiazione solare e quindi non regolano. Invece, nel periodo diurno, a causa della presenza di radiazione solare, gli inverter forniscono potenza reattiva e quindi gli indicatori di tensione nel caso con regolazione devono essere inferiori o al massimo uguali a quelli valutati nel caso senza.

3.5 Confronto tra la regolazione distribuita e centralizzata

In questo sottocapitolo si evidenziano le principali differenze tra la regolazione distribuita tramite inverter fotovoltaici e centralizzata tramite SVC o OLTC.

La prima differenza riguarda il calcolo della potenza reattiva fornita al nodo in cui avviene la regolazione. In reti di BT, nel caso di regolazione distribuita, la potenza reattiva da fornire si calcola rispettando i limiti imposti dalla norma CEI 0-21, come descritto nel sottocapitolo 3.1. Nel caso in cui la potenza nominale dell'impianto è minore di 11.08 kW, la massima potenza reattiva dipende dalla potenza attiva generata, quindi dato che nel periodo notturno non si genera energia, l'inverter non regola. Invece, per impianti di potenza nominale maggiore di 11.08 kW, la potenza reattiva massima dipende dalla taglia dell'impianto e non dalla potenza attiva generata.

Per quanto riguarda la regolazione centralizzata tramite SVC, la potenza reattiva massima che esso può fornire non dipende dalla potenza attiva generata, infatti è possibile regolare la tensione in qualsiasi periodo del giorno. Inoltre, il limite di potenza reattiva induttiva o capacitiva non è imposto da nessuna norma, ma si utilizza un limite tale da massimizzare l'efficienza della regolazione. Più è elevata la taglia dell'SVC, maggiore sarà la potenza reattiva che esso potrà fornire durante la regolazione.

Utilizzando dispositivi di regolazione come inverter o SVC si ha il vantaggio di regolare la tensione localmente, cioè nei nodi in cui si verifica una violazione di tensione. In particolare, la differenza principale tra i due apparecchi riguarda la continuità di regolazione, infatti l'SVC può regolare in qualsiasi momento della giornata, invece l'inverter è vincolato alla potenza attiva generata.

Per la regolazione centralizzata tramite OLTC non si regola fornendo potenza reattiva, ma si modifica la posizione del tap per ottenere il valore di tensione desiderato. La nota dolente di questo metodo è che la regolazione provoca un aumento o una diminuzione di tensione in tutti i nodi a valle e quindi potrebbe accadere che in alcuni di essi si verifichi una violazione di tensione. Per queste ragioni, si effettua una regolazione mista (inverter e OLTC o SVC e OLTC) in modo tale da risolvere eventuali violazioni di tensione locali. L'aspetto positivo di questo tipo di regolazione è che regolando tramite OLTC si ottiene una notevole diminuzione degli indicatori di tensione, soprattutto della deviazione di tensione (VDEF), grazie all'esecuzione di un determinato numero di tap durante il periodo di regolazione. L'obiettivo è di minimizzare gli indicatori di tensione senza sollecitare troppo i componenti interni dell'OLTC.

Capitolo 4

4 Risultati delle simulazioni

In questo capitolo si analizzano i risultati ottenuti effettuando la regolazione di tensione distribuita e centralizzata. In particolare, si eseguono quattro tipologie di regolazione:

- 1. regolazione distribuita tramite inverter fotovoltaici;
- 2. regolazione distribuita e centralizzata tramite OLTC;
- 3. regolazione distribuita e centralizzata tramite SVC;
- 4. regolazione distribuita e centralizzata tramite SVC e OLTC.

Analizzando i risultati delle simulazioni si valuta se il codice relativo alla regolazione (vedasi capitolo 3) è stato implementato correttamente e soprattutto si analizzano i profili di tensione nodali ottenuti nel caso con e senza regolazione.

Per quanto riguarda la regolazione distribuita e centralizzata tramite SVC, si definiscono i limiti di tensione inferiori e superiori che discriminano il caso in cui l'inverter o l'SVC devono regolare fornendo potenza reattiva capacitiva o induttiva nel nodo in cui sono collocati. In Figura 4.1 sono rappresentati i limiti di tensione utilizzati per la regolazione distribuita, invece in Figura 4.2, quelli per la regolazione centralizzata tramite SVC. In questo caso, sia per gli inverter che per gli l'SVC, i limiti di tensione sono fissi, ma nel prossimo capitolo verranno modificati per effettuare l'ottimizzazione della regolazione e visualizzare l'evoluzione dei profili di tensione, degli indicatori e delle perdite totali.

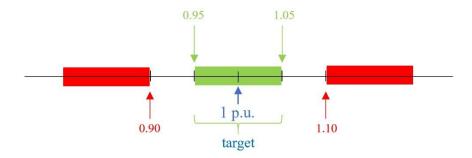


Figura 4.1. Limiti di tensione utilizzati per la regolazione distribuita tramite inverter fotovoltaici

In Figura 4.1 sono indicati i limiti di tensione in rosso $V_{limit,min,PV}=0.90$ p.u e $V_{limit,max,PV}=1.10$ p.u, che non devono essere superati per evitare il distacco dell'inverter. Se la tensione nodale è all'interno della banda verde delimitata da $V_{range,min,PV}$ e $V_{range,max,PV}$, ovvero 0.95 p.u. e 1.05 p.u, l'inverter non regola poiché non vi è alcuna violazione di tensione. Invece, nel caso in cui la tensione è all'esterno della banda verde, gli inverter forniscono potenza reattiva induttiva o capacitiva cercando di stabilizzare la tensione all'interno della stessa.

La logica di regolazione è analoga anche per gli l'SVC. Si nota che in questo caso i limiti di tensione interni sono differenti rispetto a quelli utilizzati per la regolazione distribuita, infatti $V_{range,min,SVC} = 0.995$ p.u e $V_{range,max,SVC} = 1.005$ p.u, come mostrato in Figura 4.2.

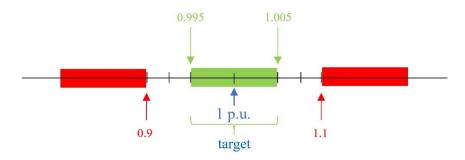


Figura 4.2. Limiti di tensione utilizzati per la regolazione centralizzata tramite SVC

4.1 Risultati ottenuti per la rete del caso studio 1

In Figura 4.3 è mostrata la configurazione della rete trifase del caso studio 1 (Cigré).

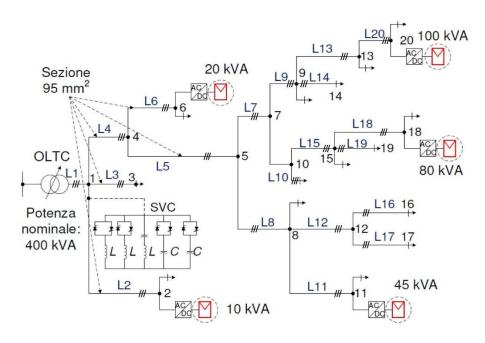


Figura 4.3. Struttura della rete di BT trifase del caso studio 1

In Figura 4.3 i nodi con presenza di generazione fotovoltaica sono: 2, 6, 11, 18, 20. Per alcuni di essi si visualizzano i profili di tensione a seguito della potenza reattiva fornita dagli inverter o dall'SVC che in questo caso è collocato al nodo 1 (vedasi Figura 4.3).

Per ogni nodo e per qualsiasi giorno della settimana è possibile visualizzare il profilo di tensione con e senza regolazione e di potenza reattiva fornita dal dispositivo collocato nel nodo analizzato. Inoltre, si analizzano i profili di generazione e di potenza attiva e reattiva assorbita dai carichi.

Per ogni tipologia di regolazione effettuata si riportano in delle opportune tabelle, gli indicatori di tensione giornalieri e/o settimanali e le perdite totali della rete per valutare e confrontare l'efficacia di ogni metodo di regolazione.

Si nota che gli inverter nel periodo notturno non regolano poiché non hanno a disposizione potenza reattiva e quindi per queste ragioni gli indicatori di tensione giornalieri e settimanali sono valutati solo sul periodo diurno. Inoltre, per il calcolo degli indicatori si utilizzano i limiti di tensione elencati in Tabella 4-1:

Tabella 4-1. Limiti di tensione utilizzati per il calcolo degli indicatori di tensione

Parametro	Simbolo	Valore	Unità di misura
Tensione limite superiore	$V_{limit,max}$	1.10	p.u
Tensione range superiore	$V_{range,max}$	1.05	p.u
Tensione range inferiore	$V_{range,min}$	0.95	p.u
Tensione limite inferiore	$V_{limit,min}$	0.90	p.u

4.1.1 Regolazione di tensione distribuita tramite inverter fotovoltaici

In Figura 4.4 è rappresentato il profilo di tensione con e senza regolazione e di potenza reattiva fornita al nodo 18, tutti relativi al giorno 1.

Dalla configurazione della rete mostrata in Figura 4.3, si nota che al nodo 18 è collegato un impianto fotovoltaico di potenza nominale complessiva pari a 80 kVA. Questo valore di potenza rappresenta l'aggregato di tanti singoli generatori fotovoltaici di cui ognuno ha una potenza nominale pari a 5 kVA.

Inoltre, il nodo 18 è situato nella parte più estrema della rete, infatti è abbastanza lontano dal nodo 1 (lato BT del trasformatore).

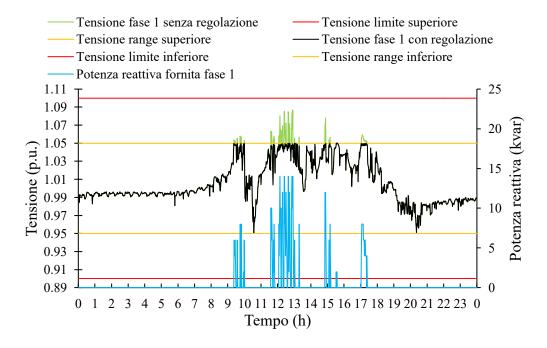


Figura 4.4. Profilo di tensione con e senza regolazione e di potenza reattiva fornita al nodo 18 (giorno 1)

In Figura 4.4, i limiti di tensione in arancione, ovvero $V_{range,min,PV}$ e $V_{range,max,PV}$ sono pari a 0.95 p.u e 1.05 p.u.

Al minuto in cu la tensione senza regolazione (vedasi profilo in verde) è maggiore di $V_{range,max,PV}$, l'inverter fornisce potenza reattiva induttiva al fine di diminuire la tensione e stabilizzarla sotto il limite.

Nelle ore centrali della giornata le tensioni sono più elevate a causa del picco di irradianza solare, infatti tra le ore 12:00 e le 13:00, è necessaria una quantità maggiore di potenza reattiva induttiva per abbassare la tensione e stabilizzarla ad un valore inferiore a $V_{range,max,PV}$.

Per visualizzare nel dettaglio i profili di tensione e di potenza reattiva fornita, si effettua uno zoom nelle ore centrali della giornata, nello specifico tra le ore 11.00 e le 13:00, come mostrato in Figura 4.5.

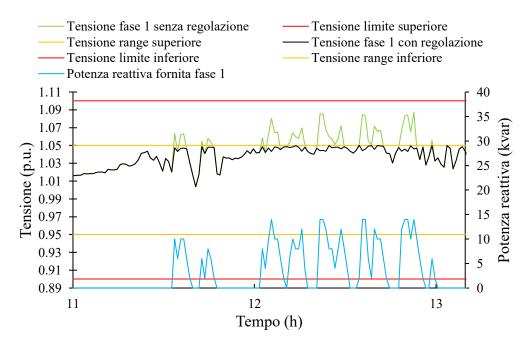


Figura 4.5. Zoom del profilo di tensione con e senza regolazione e di potenza reattiva fornita al nodo 18 senza l'inizializzazione a zero (giorno 1)

Dalla Figura 4.5 si nota che la potenza reattiva induttiva fornita dall'inverter (vedasi profilo in azzurro) provoca un abbassamento del profilo di tensione con regolazione (vedasi profilo in nero) rispetto a quello senza regolazione (vedasi profilo in verde). L'inverter fornisce potenza reattiva senza saturare, infatti il picco di potenza è inferiore a 15 kvar. Per ogni minuto della simulazione la potenza reattiva fornita è inizializzata considerando quella del minuto precedente e un fattore di riduzione percentuale definito come dato di ingresso. In tal modo, il punto iniziale di potenza

reattiva da cui parte la regolazione è minore di una certa quantità rispetto a quello del minuto precedente, ma non viene inizializzato direttamente a zero. Invece, nel caso in cui il punto iniziale della potenza reattiva si inizializza a zero si ottengono i profili mostrati in Figura 4.6.

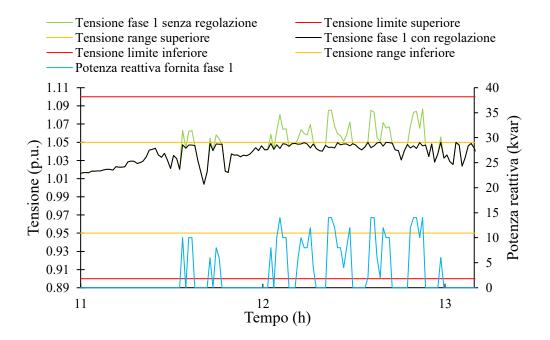


Figura 4.6. Zoom del profilo di tensione con e senza regolazione e di potenza reattiva fornita al nodo 18 considerando l'inizializzazione a zero (giorno 1)

L'effetto della regolazione distribuita si può visualizzare anche confrontando i profili di tensione nel caso con e senza regolazione in funzione dell'impedenza di ogni nodo. Nello specifico, si sceglie un nodo della rete analizzata e un minuto dell'intervallo di simulazione, ad esempio il nodo 18 e il minuto 744. Si determinano le tensioni di tutti i nodi che costituiscono il percorso dal nodo 1 al nodo 18 e si reinizializzano le tensioni nodali in funzione del corrispondente valore di impedenza espressa in Ohm, come mostrato in Figura 4.7.

Tensione con e senza regolazione dei nodi compresi tra il nodo 1 e il nodo 18 al minuto 744 1.10 Profilo di 1.08 tensione senza regolazione 1.06 $V_{range,max}$ Tensione (p.u.) 1.04 1.02 Profilo di 1.00 tensione con 0.98 regolazione 0.96 $V_{range,min}$ 0.94 0.08 0.17 0.04 0.12 0.21 0.250.29 0.00 Impedenza (Ω)

Figura 4.7. Tensione con e senza regolazione di tutti i nodi compresi tra il nodo 1 e il nodo 18 al minuto 744

Dalla Figura 4.7 si evince che il profilo di tensione in verde è traslato in basso rispetto a quello in nero a causa della regolazione da parte degli inverter che forniscono potenza reattiva induttiva.

In Figura 4.8 sono rappresentati i profili di tensione con e senza regolazione e il profilo di potenza reattiva fornita al nodo 18, tutti relativi al giorno 5 della settimana.

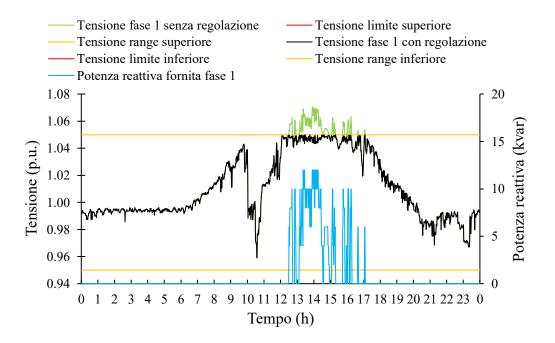


Figura 4.8. Profilo di tensione con e senza regolazione e di potenza reattiva fornita al nodo 18 (giorno 5)

Rispetto al profilo di tensione relativo al giorno 1 (vedasi Figura 4.4), si ottengono delle sovratensioni minori. In particolare, tra le ore 9:00 e le 10:00, la tensione raggiunge un picco pari a 1.08 p.u, invece per il profilo del giorno 1, si arriva quasi a 1.09 p.u. Anche per il giorno 5, nelle ore centrali della giornata, si verificano delle sovratensioni a causa dell'elevata radiazione solare.

Dalle ore 17:00 in poi, la tensione è maggiore di $V_{range,min,PV}$, infatti non si verifica alcuna violazione di tensione.

Al nodo 18, oltre alla presenza di generazione fotovoltaica, vi è un aggregato di carichi che assorbe una quantità maggiore di potenza attiva durante le ore centrali della giornata e anche nelle ore serali, come mostrato in Figura 4.9.

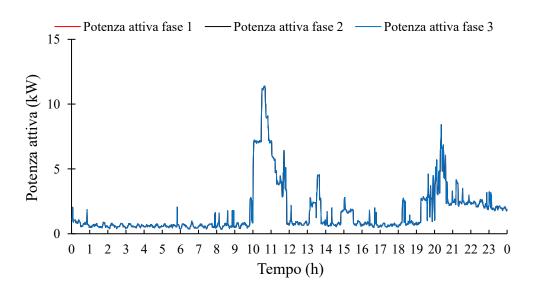


Figura 4.9. Profilo di potenza attiva assorbita dal carico collegato al nodo 18 (giorno 1 – caso equilibrato)

Dalla Figura 4.9 si nota che la maggiore richiesta di potenza attiva da parte del carico avviene tra le ore 10:00 e le 11:00 ed è inferiore a 15 kW.

In questo caso il profilo di potenza attiva assorbita dal carico è uguale per ogni fase poiché la distribuzione dei carichi è equilibrata.

Oltre al profilo di potenza attiva, in Figura 4.10 è mostrato il profilo di potenza reattiva per ogni fase.

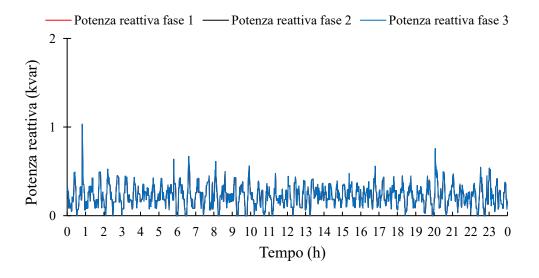


Figura 4.10. Profilo di potenza reattiva assorbita dal carico collegato al nodo 18 (giorno 1 – caso equilibrato)

Nel caso di distribuzione dei carichi squilibrata si ottengono i profili di potenza attiva e reattiva, mostrati in Figura 4.11 e 4.12.

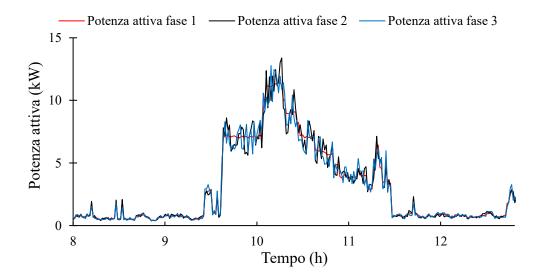


Figura 4.11. Profilo di potenza attiva assorbita dal carico collegato al nodo 18 (giorno 1 – caso squilibrato)

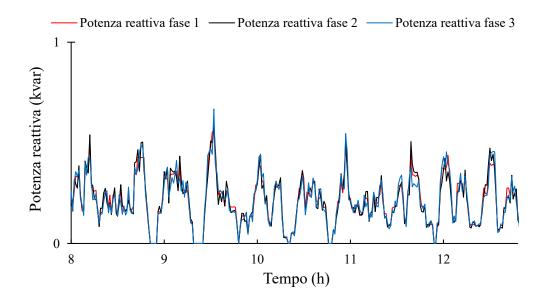


Figura 4.12. Profilo di potenza reattiva assorbita dal carico collegato al nodo 18 (giorno 1 – caso squilibrato)

I profili di Figura 4.11 e 4.12 sono stati ottenuti squilibrando la fase 2 e 3, mentre invece la fase 1 è presa come riferimento, infatti ad essa non si applica nessun coefficiente di squilibrio. In particolare, dalla Figura 4.11, si nota come i profili di potenza attiva della fase 2 e 3 oscillano attorno al profilo della fase 1.

In Figura 4.13 è rappresentato il profilo di potenza attiva generata al nodo 18 e di potenza reattiva fornita dall'inverter. Entrambi i profili sono riferiti alla fase 1 e al caso di generazione e carichi equilibrati.

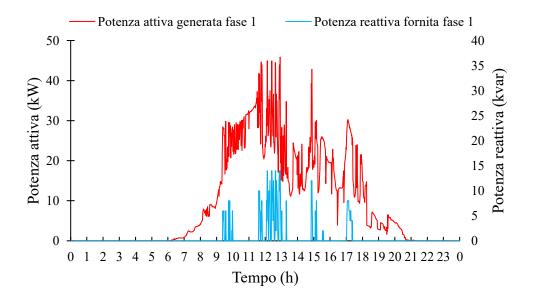


Figura 4.13. Profilo di potenza attiva generata e di potenza reattiva fornita al nodo 18 (giorno 1 – caso equilibrato)

Dalla Figura 4.13 si evince che nelle ore centrali della giornata, in cui la potenza prodotta è più elevata, l'inverter fornisce una quantità maggiore di potenza reattiva induttiva per evitare sovratensioni e diminuire complessivamente la fluttuazione di tensione.

Nel caso di distribuzione della generazione squilibrata si ottengono profili differenti per ogni fase, come mostrato in Figura 4.14.

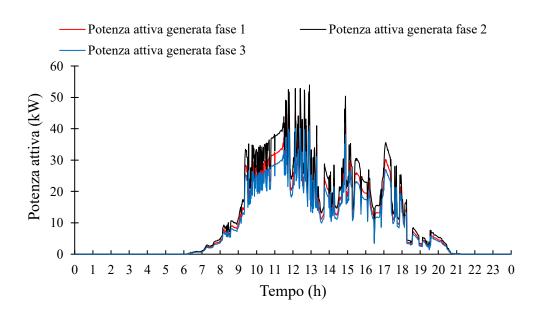


Figura 4.14. Profilo di potenza attiva generata al nodo 18 (giorno 1 – caso squilibrato)

Per valutare l'efficacia della regolazione anche in altri nodi della rete, si analizza il nodo 2 che è adiacente al nodo 1 ed è costituito da un carico e da un sistema fotovoltaico di potenza complessiva pari a 10 kVA.

In Figura 4.15 è rappresentato il profilo di tensione ottenuto nel caso con e senza regolazione e quello di potenza reattiva fornita, tutti relativi al giorno 5.

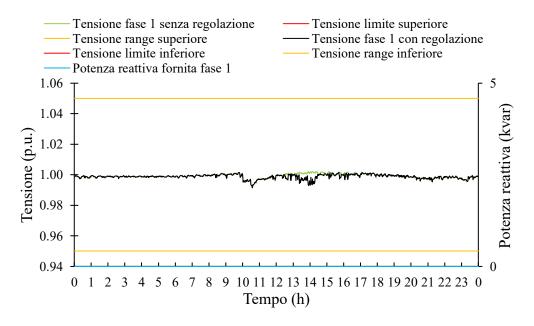


Figura 4.15. Profilo di tensione con e senza regolazione e di potenza reattiva fornita al nodo 2 (giorno 5)

Dalla Figura 4.15 si evince che al nodo 2 durante tutta la giornata non vi è alcuna violazione di tensione, infatti la tensione senza regolazione (vedasi profilo in verde) è compresa nell'intervallo delimitato da $V_{range,min,PV}$ e $V_{range,max,PV}$, ovvero 0.95 p.u. e 1.05 p.u e quindi l'inverter non fornisce potenza reattiva. Tuttavia, in alcune ore centrali della giornata, il profilo di tensione in nero è traslato in basso rispetto a quello verde, a causa della regolazione effettuata dagli inverter collocati in altri nodi della rete.

Come descritto nel capitolo 3, le perdite totali della rete e gli indicatori di tensione cambiano in base ai limiti di tensione utilizzati. Se la banda verde indicata in Figura 4.1, delimitata da $V_{range,min,PV}$ e $V_{range,max,PV}$ si restringe, le perdite aumentano poiché si fornisce più potenza reattiva al fine di stabilizzare le tensioni entro i nuovi limiti.

Un altro parametro definito come dato di ingresso che impatta sulle perdite totali della rete e sugli indicatori di tensione è la soglia di regolazione "ɛ". Un valore della soglia minore implica un aumento del numero di iterazioni effettuate durante la regolazione e anche un incremento delle perdite.

Per valutare l'efficacia di ogni tipologia di regolazione, si calcolano le perdite totali e gli indicatori di tensione, entrambi valutati in condizioni di equilibrio dei carichi e della generazione.

In Tabella 4-2, vi sono gli indicatori di tensione (GOVP, GUVP, OD, UD, $VDEF_{high}$, $VDEF_{low}$, VDEF) e le perdite totali della rete, calcolati nel caso senza regolazione, invece in Tabella 4-3 vi sono i risultati ottenuti nel caso con regolazione.

Tabella 4-2. Indicatori di tensione giornalieri e settimanali e perdite totali nel caso senza regolazione distribuita (rete caso studio 1)

Parametro	GOVP	GUVP	OD	UD	VDEF _{high}	VDEFlow	VDEF
Giorno della settimana							
1	$1.01 \cdot 10^{-2}$	$4.49 \cdot 10^{-4}$	$1.01 \cdot 10^{-2}$	$4.49 \cdot 10^{-4}$	$1.66 \cdot 10^{-5}$	$1.66 \cdot 10^{-5}$	$3.32 \cdot 10^{-5}$
2	0	0	0	0	$2.76 \cdot 10^{-5}$	$2.76 \cdot 10^{-5}$	$5.53 \cdot 10^{-5}$
3	0	0	0	0	$2.48 \cdot 10^{-5}$	$2.48 \cdot 10^{-5}$	$4.96 \cdot 10^{-5}$
4	0	0	0	0	$2.12 \cdot 10^{-5}$	$2.12 \cdot 10^{-5}$	$4.25 \cdot 10^{-5}$
5	0	0	0	0	$1.84 \cdot 10^{-5}$	$1.84 \cdot 10^{-5}$	$3.68 \cdot 10^{-5}$
6	0	0	0	0	$2.60 \cdot 10^{-5}$	$2.60 \cdot 10^{-5}$	$5.20 \cdot 10^{-5}$
7	0	0	0	0	$2.40 \cdot 10^{-5}$	$2.40 \cdot 10^{-5}$	$4.79 \cdot 10^{-5}$
Intero periodo settimanale	$1.44 \cdot 10^{-3}$	$6.41 \cdot 10^{-5}$	$1.70 \cdot 10^{-2}$	$1.8 \cdot 10^{-3}$	$1.43 \cdot 10^{-4}$	$1.97 \cdot 10^{-4}$	$3.40 \cdot 10^{-4}$
Perdite totali (kWh)	155.4						

Tabella 4-3. Indicatori di tensione giornalieri e settimanali e perdite totali nel caso con regolazione distribuita (rete caso studio 1)

Parametro	GOVP	GUVP	OD	UD	VDEF _{high}	VDEFlow	VDEF
Giorno della settimana							
1	0	$4.49 \cdot 10^{-4}$	0	$4.49 \cdot 10^{-4}$	$1.54 \cdot 10^{-5}$	$1.54 \cdot 10^{-5}$	$3.08 \cdot 10^{-5}$
2	0	0	0	0	$2.35 \cdot 10^{-5}$	$2.35 \cdot 10^{-5}$	$4.70 \cdot 10^{-5}$
3	0	0	0	0	$2.20 \cdot 10^{-5}$	$2.20 \cdot 10^{-5}$	$4.40 \cdot 10^{-5}$
4	0	0	0	0	$1.86 \cdot 10^{-5}$	$1.86 \cdot 10^{-5}$	$3.72 \cdot 10^{-5}$
5	0	0	0	0	$1.62 \cdot 10^{-5}$	$1.62 \cdot 10^{-5}$	$3.24 \cdot 10^{-5}$
6	0	0	0	0	$2.37 \cdot 10^{-5}$	$2.37 \cdot 10^{-5}$	$4.73 \cdot 10^{-5}$
7	0	0	0	0	$2.02 \cdot 10^{-5}$	$2.02 \cdot 10^{-5}$	$4.04 \cdot 10^{-5}$
Intero periodo settimanale	0	$6.41 \cdot 10^{-5}$	0	$9.89 \cdot 10^{-4}$	$1.14 \cdot 10^{-4}$	$1.86 \cdot 10^{-4}$	$3 \cdot 10^{-4}$
Perdite totali (kWh)	177.7						

Dalla Tabella 4-3, si nota come a causa della potenza reattiva fornita dagli inverter, gli indicatori calcolati nel caso con regolazione sono inferiori o uguali rispetto a quelli calcolati nel caso senza, ad esempio VDEF nel caso con regolazione è pari a $3 \cdot 10^{-4}$, invece nel caso senza è $3.40 \cdot 10^{-4}$.

Si nota che la potenza reattiva fornita dagli inverter provoca un aumento delle perdite del 14.3% rispetto al caso senza regolazione.

4.1.2 Regolazione di tensione distribuita e centralizzata tramite OLTC

Per la regolazione di tensione centralizzata tramite OLTC non si definiscono i limiti di tensione inferiori e superiori poiché la modifica della posizione del tap avviene quando la differenza tra la tensione misurata al nodo in cui è collocato l'OLTC e la tensione di sbarra lato BT desiderata $V_{sbarra_lato_BT}$ è maggiore della banda morta (BM) o minore del suo valore negativo (-BM).

Per quanto riguarda gli inverter fotovoltaici non vi è alcuna differenza rispetto alla regolazione descritta nel sottocapitolo 4.1.1, infatti essi forniscono potenza reattiva non appena si verifica una violazione di tensione.

In Figura 4.16 è rappresentato il profilo di tensione nel caso con e senza regolazione. Si sottolinea che entrambi i profili sono relativi al giorno 1 e sono stati ottenuti con una distribuzione dei carichi e della generazione equilibrata. Inoltre, per questa simulazione la tensione desiderata $V_{sbarra\ lato\ BT}$ è pari a 1 p.u.

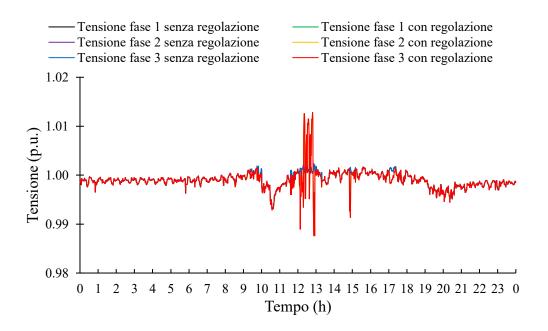


Figura 4.16. Profilo di tensione con e senza regolazione al nodo 1 (giorno 1)

Dalla Figura 4.16 si evince che la tensione ottenuta nel caso con regolazione (vedasi profilo in rosso) nelle ore centrali della giornata è diversa rispetto a quella del caso senza regolazione (vedasi profilo in blu) a causa dell'intervento dell'OLTC e anche della fluttuazione di tensione provocata dagli inverter che regolano negli altri nodi. In particolare, l'OLTC modifica la posizione del tap tra le ore 12:00 e le 13:00, infatti dalla Figura 4.17 si nota che α_{OLTC} (contatore sovra-sotto tensione) in quell'orario diventa minore di -1 e di conseguenza avviene la modifica della posizione del tap da 0 a 1, come mostrato in Figura 4.17.

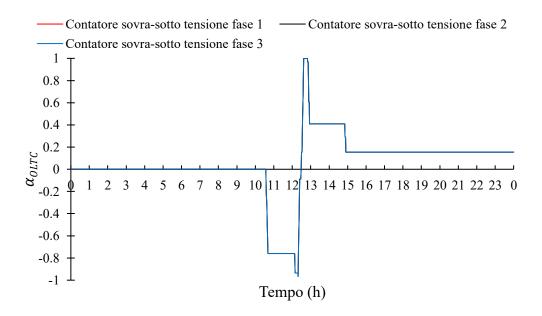


Figura 4.17. Profilo del contatore sovra-sotto tensione per ogni fase con $t_{min_fra_due_tap} = 30$ minuti, $t_{amm} = 20$ minuti e $\Delta \alpha_{OLTC} = 30$ (giorno 1)

Dalla Figura 4.17 si nota che a seguito della modifica della posizione del tap, α_{OLTC} viene azzerato con una velocità di risposta che dipende da $\Delta_{\alpha_{OLTC}}$ (recupero contatore sovra-sotto tensione). Più esso è elevato e minore sarà la velocità di risposta e quindi occorre più tempo per azzerare α_{OLTC} . In caso contrario, si ottiene una velocità di risposta maggiore e quindi in meno tempo lo si azzera.

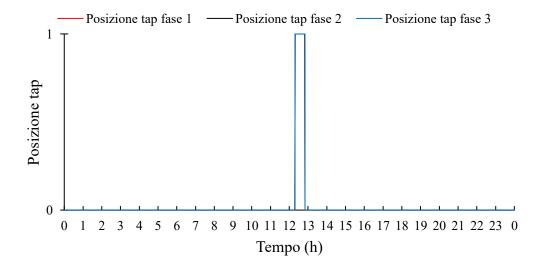


Figura 4.18. Profilo della posizione del tap per ogni fase con $t_{min_fra_due_tap} = 30$ minuti e $t_{amm} = 20$ minuti (giorno 1)

Dalla Figura 4.18 si nota che un incremento della posizione del tap da 0 a 1 implica un aumento di $V_{sbarra_lato_BT}$ pari a ΔV_{tap} che in questo caso è pari a 0.0125 p.u e quindi si ottiene un valore pari a 1.0125 p.u, come mostrato in Figura 4.19.

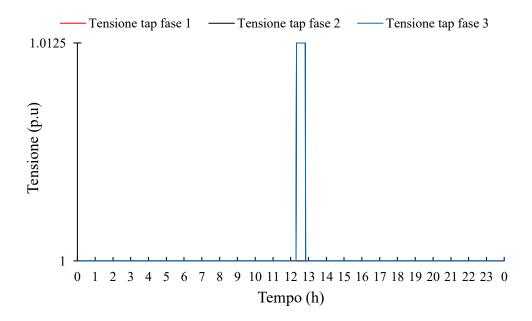


Figura 4.19. Profilo della tensione di sbarra lato BT per ogni fase con $t_{min_fra_due_tap} = 30$ minuti e $t_{amm} = 20$ minuti (giorno 1)

Non appena α_{OLTC} aumenta e diventa maggiore di 1, la posizione del tap viene diminuita, infatti in questo caso si ritorna alla posizione precedente, ottenendo così una $V_{sbarra\ lato\ BT}$ pari a 1 p.u.

Un parametro che impatta sul numero di tap eseguiti è $t_{min_fra_due_tap}$ (tempo minimo fra due tap). Se si esegue una simulazione con un t_{amm} pari a 20 minuti e un $t_{min_fra_due_tap}$ di 10 minuti (vedasi Figura 4.20) si nota che la posizione del tap viene modificata da 0 a 1 e poi rimane costante per un tempo minore rispetto al caso in cui $t_{min_fra_due_tap}$ è pari a 30 minuti (vedasi Figura 4.18).

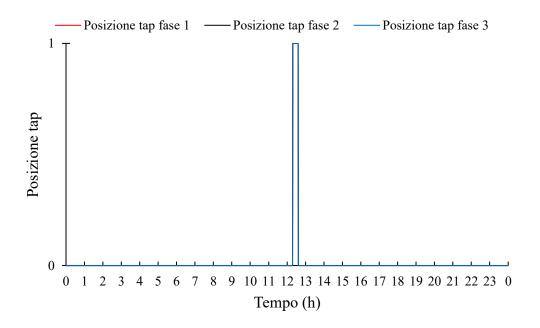


Figura 4.20. Profilo della posizione del tap per ogni fase con $t_{min_fra_due_tap} = 10$ minuti e $t_{amm} = 20$ minuti (giorno 1)

Anche per questo tipo di regolazione, si calcolano gli indicatori di tensione (GOVP, GUVP, OD, UD, $VDEF_{high}$, $VDEF_{low}$, VDEF) e le perdite totali della rete, per valutare l'efficacia della regolazione ed effettuare un confronto con le altre tipologie di regolazione. In Tabella 4-4, sono presenti gli indicatori di tensione giornalieri e settimanali e le perdite totali della rete.

Tabella 4-4. Indicatori di tensione giornalieri e settimanali e perdite totali nel caso con regolazione distribuita e centralizzata tramite OLTC

Parametro	GOVP	GUVP	OD	UD	VDEFhigh	VDEFlow	VDEF
Giorno della settimana							
1	0	$4.49 \cdot 10^{-4}$	0	$4.49 \cdot 10^{-4}$	$1.56 \cdot 10^{-5}$	$1.56 \cdot 10^{-5}$	$3.11 \cdot 10^{-5}$
2	0	0	0	0	$2.23 \cdot 10^{-5}$	$2.23 \cdot 10^{-5}$	$4.47 \cdot 10^{-5}$
3	0	0	0	0	$2.20 \cdot 10^{-5}$	$2.20 \cdot 10^{-5}$	$4.40 \cdot 10^{-5}$
4	0	0	0	0	$1.86 \cdot 10^{-5}$	$1.86 \cdot 10^{-5}$	$3.72 \cdot 10^{-5}$
5	0	0	0	0	$1.57 \cdot 10^{-5}$	$1.57 \cdot 10^{-5}$	$3.14 \cdot 10^{-5}$
6	0	0	0	0	$2.37 \cdot 10^{-5}$	$2.37 \cdot 10^{-5}$	$4.73 \cdot 10^{-5}$
7	0	0	0	0	$2.06 \cdot 10^{-5}$	$2.06 \cdot 10^{-5}$	$4.11 \cdot 10^{-5}$
Intero periodo settimanale	0	$6.41 \cdot 10^{-5}$	0	$9.89 \cdot 10^{-4}$	$1.16 \cdot 10^{-4}$	$1.72 \cdot 10^{-4}$	$2.88 \cdot 10^{-4}$
Perdite totali (kWh)	179.2						

Dalla Tabella 4-4 si evince che a differenza della regolazione solo distribuita si ottiene un leggero aumento delle perdite (179 kWh contro 177 kWh), ma una diminuzione della deviazione di tensione, infatti l'indicatore VDEF è pari a $2.88 \cdot 10^{-4}$ rispetto a $3 \cdot 10^{-4}$. Anche gli altri indicatori, quali ad esempio GOVP, GUVP, OD, UD sono inferiori o al massimo uguali a quelli ottenuti nel caso di regolazione tramite inverter.

Un altro parametro fondamentale che impatta sulle prestazioni di regolazione è il t_{amm} (tempo ammissibile violazione tensione). Come descritto nel capitolo 3, un valore elevato di t_{amm} implica una diminuzione di $\alpha_{OLTC,\Delta t}$ (entrambi sono inversamente proporzionali) e di conseguenza anche di α_{OLTC} . Quindi se quest'ultimo è compreso nei limiti -1 e +1, la $V_{sbarra_lato_BT}$ rimane costante poiché la posizione del tap non cambia.

Se si esegue una simulazione con un valore di t_{amm} più elevato, ad esempio 60 minuti, non si ottiene nessuna variazione della posizione del tap poiché α_{OLTC} è compreso nei limiti, come mostrato in Figura 4.21. Invece, se si utilizza un valore di t_{amm} minore di 60 minuti, si ottiene durante la giornata almeno una modifica della posizione del tap.

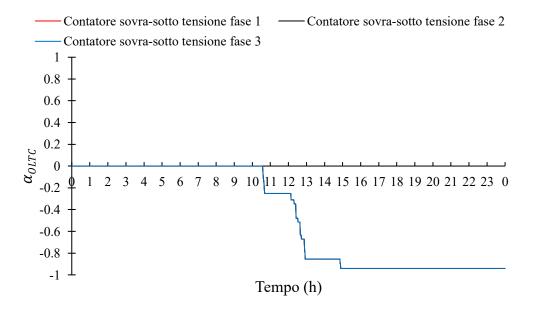


Figura 4.21. Profilo del contatore sovra-sotto tensione per ogni fase con $t_{min_fra_due_tap} = 30$ minuti, $t_{amm} = 60$ minuti e $\Delta \alpha_{OLTC} = 30$ (giorno 1)

Nel caso di regolazione solo tramite OLTC, il valore di t_{amm} tale per cui non si ha nessuna variazione della posizione del tap è pari a 35 minuti. Il motivo di tale differenza riguarda l'assenza di regolazione distribuita e quindi una notevole diminuzione della fluttuazione di tensione al nodo in cui è collocato l'OLTC.

La regolazione mista (distribuita e centralizzata tramite OLTC) si effettua in maniera indipendente su ogni fase, infatti potrebbe accadere che in caso di squilibrio dei carichi e della generazione la posizione del tap sia differente tra una fase ed un'altra. A tal proposito, è stata effettuata una simulazione in condizioni di squilibrio che è caratterizzata rispetto alle simulazioni precedenti da un valore minore di t_{amm} pari a 10 minuti (vedasi Figura 4.22).

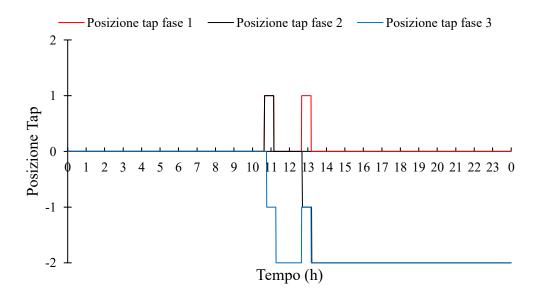


Figura 4.22. Profilo della posizione del tap per ogni fase con $t_{amm} = 10$ minuti (giorno 1 – caso squilibrato)

Dalla Figura 4.22 si evince che a differenza delle precedenti simulazioni, il numero di tap giornalieri eseguiti per ogni fase è aumentato, infatti è pari a 4 grazie alla diminuzione del parametro t_{amm} da 20 minuti a 10 minuti. Inoltre, essendo in condizioni di squilibrio, le posizioni del tap per ogni fase sono differenti. Tra le ore 10:00 e le 11:00, le tensioni della fase 1 e 2 sono inferiori rispetto al target di tensione $V_{sbarra_lato_BT}$ e quindi α_{OLTC_fase1} (contatore sovra-sotto tensione fase 1) e α_{OLTC_fase2} (contatore sovra-sotto tensione fase 2) diventano minori del limite inferiore -1. Di conseguenza, la posizione del tap relativa alla fase 1 e 2 aumenta. Invece, la tensione della fase 3 è maggiore rispetto a quella delle altre due fasi, infatti α_{OLTC_fase3} (contatore sovra-sotto tensione fase 3) diventa maggiore del limite superiore +1 e quindi la posizione del tap relativa alla fase 3 diminuisce.

Dopo le ore 11:00, la posizione del tap relativa alle fasi 1 e 2 ritorna al valore precedente, mentre quella della fase 3 diminuisce poiché si verificano delle sovratensioni. Prima delle ore 13:00, la posizione del tap per la fase 1 aumenta a causa della presenza di sottotensioni e rimane costante finché non si verificano ulteriori sovratensioni che provocano una sua diminuzione.

Poco dopo le ore 11:00, la posizione del tap della fase 2 rimane costante e verso le ore 13:00 diminuisce a causa della presenza di sovratensioni. Invece, la posizione del tap della fase 3, dopo le ore 11:00 rimane invariata e verso le ore 13:00 aumenta in modo tale da ottenere un target di tensione maggiore. Successivamente, essa ritorna al valore precedente. Infine, la posizione del tap della fase 2, dopo le ore 13:00 subisce un ulteriore variazione, infatti diminuisce da -1 a -2, quindi si ottiene lo stesso valore della posizione del tap relativa alla fase 3.

Per valutare come evolvono i profili di tensione al variare di $V_{sbarra_lato_BT}$, si eseguono due simulazioni, di cui la prima è valutata con $V_{sbarra_lato_BT} = 0.9875$ p.u e la seconda con $V_{sbarra_lato_BT} = 1.0125$ p.u. Per entrambe le simulazioni si è scelto un valore di t_{amm} pari a 20 minuti, $t_{min_fra_due_tap}$ di 30 minuti, ΔV_{ann_OLTC} pari a 0 e $\Delta_{\alpha_{OLTC}}$ uguale a 30.

In Figura 4.23 sono mostrati i profili di tensione con e senza regolazione al nodo 1 con $V_{sbarra_lato_BT} = 0.9875$ p.u.

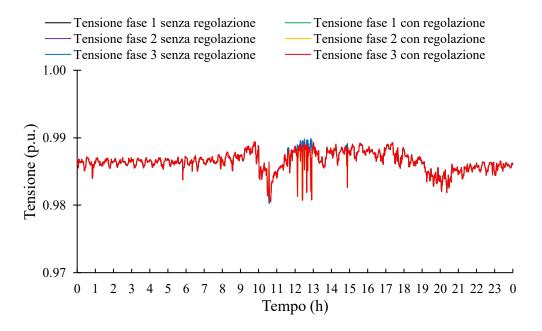


Figura 4.23. Profilo di tensione con e senza regolazione al nodo 1 con $V_{sbarra_lato_BT}$ = 0.9875 p.u (giorno 1)

Dalla Figura 4.23 si evince che la posizione del tap non cambia, infatti il profilo di tensione in rosso è simile a quello in blu. In alcuni minuti della giornata è leggermente diverso a causa degli inverter che regolano in altri nodi della rete.

In Figura 4.24 sono mostrati i profili di tensione con e senza regolazione al nodo 1 considerando $V_{sbarra_lato_BT} = 1.0125$ p.u.

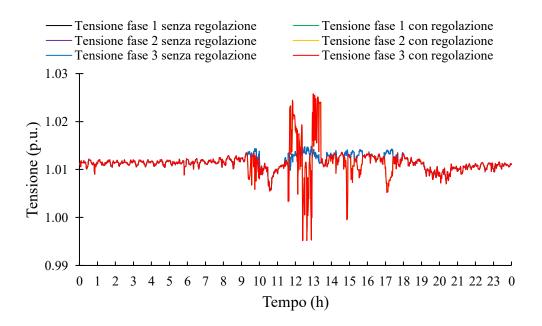


Figura 4.24. Profilo di tensione con e senza regolazione al nodo 1 con $V_{sbarra_lato_BT}$ = 1.0125 p.u (giorno 1)

Avendo impostato un valore di $V_{sbarra_lato_BT} = 1.0125$ p.u si ottiene una variazione della posizione del tap nelle ore centrali della giornata.

4.1.3 Regolazione di tensione distribuita e centralizzata tramite SVC

Il codice relativo alla regolazione centralizzata tramite SVC è stato implementato con la possibilità di collocare l'SVC in qualsiasi nodo della rete. In questo caso specifico le simulazioni sono eseguite con un solo dispositivo collocato al nodo 1. In Figura 4.25 è mostrato il profilo di tensione nel caso con e senza regolazione e di potenza reattiva fornita al nodo 1.

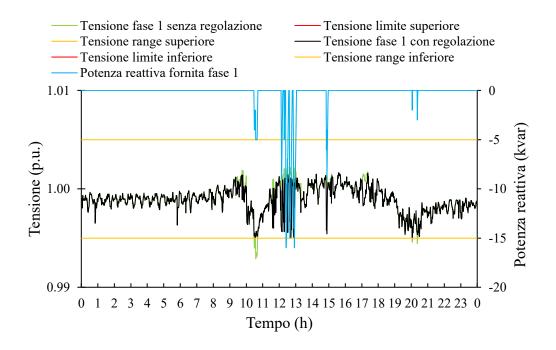


Figura 4.25. Profilo di tensione al nodo 1 con e senza regolazione e di potenza reattiva fornita dall'SVC (giorno 1)

Dalla Figura 4.25 si evince che al minuto in cui la tensione senza regolazione (vedasi profilo in verde) è minore di $V_{range,min,SVC}$ (0.995 p.u), l'SVC fornisce potenza reattiva capacitiva ($Q_{SVC} < 0$) per aumentare la tensione (vedasi profilo in nero). In particolare, tra le ore 12:00 e le 13:00 è richiesta una quantità maggiore di potenza reattiva capacitiva per stabilizzare la tensione ad un valore superiore a $V_{range,min,SVC}$.

Nelle ore serali, in particolare verso le ore 20:00, a causa dell'aumento del carico l'SVC fornisce una piccola quantità di potenza reattiva capacitiva per aumentare la tensione ad un valore superiore a $V_{range,min,SVC}$. Si nota che durante la giornata, l'SVC fornisce solo potenza reattiva capacitiva in virtù della presenza di sottotensioni. Esso non va in saturazione poiché la massima potenza reattiva fornita è inferiore in valore assoluto a 20 kvar, quindi minore rispetto al limite induttivo/capacitivo che in questo caso è pari a $\pm 40 \text{ kvar}$.

L'SVC può essere collocato in qualsiasi nodo della rete, ad esempio in un nodo con presenza di generazione fotovoltaica. In tal caso, se si verifica una violazione di tensione, la potenza reattiva fornita dipende sia dal contributo dell'inverter che dall'SVC.

Per valutare l'efficacia della regolazione ed effettuare un confronto con le altre tipologie, si calcolano le perdite totali della rete e gli indicatori di tensione giornalieri e settimanali, come mostrato in Tabella 4-5.

Tabella 4-5. Indicatori di tensione giornalieri e settimanali e perdite totali nel caso con regolazione distribuita e centralizzata tramite SVC

Parametro	GOVP	GUVP	OD	UD	VDEFhigh	VDEFlow	VDEF
Giorno della settimana							
1	0	$2.56 \cdot 10^{-4}$	0	$2.56 \cdot 10^{-4}$	$1.51 \cdot 10^{-5}$	$1.51 \cdot 10^{-5}$	$3.02 \cdot 10^{-5}$
2	0	0	0	0	$2.29 \cdot 10^{-5}$	$2.29 \cdot 10^{-5}$	$4.57 \cdot 10^{-5}$
3	0	0	0	0	$2.16 \cdot 10^{-5}$	$2.16 \cdot 10^{-5}$	$4.31 \cdot 10^{-5}$
4	0	0	0	0	$1.82 \cdot 10^{-5}$	$1.82 \cdot 10^{-5}$	$3.65 \cdot 10^{-5}$
5	0	0	0	0	$1.61 \cdot 10^{-5}$	$1.61 \cdot 10^{-5}$	$3.22 \cdot 10^{-5}$
6	0	0	0	0	$2.35 \cdot 10^{-5}$	$2.35 \cdot 10^{-5}$	$4.69 \cdot 10^{-5}$
7	0	0	0	0	$1.97 \cdot 10^{-5}$	$1.97 \cdot 10^{-5}$	$3.94 \cdot 10^{-5}$
Intero periodo settimanale	0	$3.66 \cdot 10^{-5}$	$9.16 \cdot 10^{-6}$	$6.96 \cdot 10^{-4}$	$1.14 \cdot 10^{-4}$	$1.76 \cdot 10^{-4}$	$2.90 \cdot 10^{-4}$
Perdite totali (kWh)	177.9						

Dalla Tabella 4-5 si evince che rispetto al caso in cui si regola solo tramite inverter, l'indicatore *VDEF* è minore grazie alla regolazione da parte dell'SVC collocato al nodo 1. Invece, le perdite totali della rete sono abbastanza simili.

4.1.4 Regolazione di tensione distribuita e centralizzata tramite SVC e OLTC

In questo sottocapitolo sono mostrati i risultati ottenuti effettuando una regolazione con tutti i dispositivi di regolazione analizzati fino adesso: inverter, SVC e OLTC. In questo caso specifico, al nodo 1 è presente l'SVC che regola fornendo potenza reattiva e l'OLTC che modifica la posizione del tap per ottenere la tensione di sbarra lato BT desiderata $V_{sbarra_lato_BT}$.

Per effettuare un confronto con le altre tipologie di regolazione si calcolano gli indicatori di tensione (in questo caso solo settimanali) e le perdite totali della rete. In Figura 4.26 sono mostrati i profili di tensione con e senza regolazione e di potenza reattiva fornita al nodo 1.

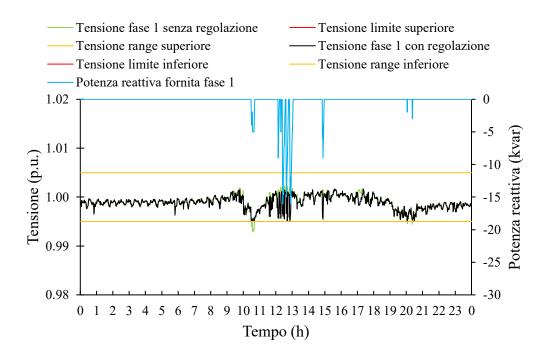


Figura 4.26. Profilo di tensione con e senza regolazione e di potenza reattiva fornita al nodo 1 dall'SVC (giorno 1)

Dalla Figura 4.26 si nota che in alcuni minuti della giornata, l'SVC fornisce potenza reattiva capacitiva per aumentare la tensione e stabilizzarla all'interno della banda delimitata da $V_{range,min,SVC} = 0.995$ p.u e $V_{range,max,SVC} = 1.005$ p.u.

In questo caso, il numero di tap eseguiti dall'OLTC è nullo poiché la tensione viene regolata dall'SVC e la differenza tra la tensione al nodo 1 e $V_{sbarra_lato_BT}$ è compresa tra -BM e +BM e quindi la posizione del tap non varia poiché il parametro α_{OLTC} è compreso nei limiti -1 e +1.

In Tabella 4-6 sono presenti gli indicatori di tensione valutati solo per l'intero periodo settimanale e le perdite totali della rete.

Tabella 4-6. Indicatori di tensione settimanali e perdite totali nel caso con regolazione distribuita e centralizzata tramite SVC e OLTC

Parametro	GOVP	GUVP	OD	UD	VDEFhigh	VDEFlow	VDEF
Giorno della settimana							
Intero periodo settimanale	0	$3.66 \cdot 10^{-5}$	$9.16 \cdot 10^{-6}$	$6.96 \cdot 10^{-4}$	1.14 · 10-	$1.76 \cdot 10^{-4}$	$2.90 \cdot 10^{-4}$
Perdite totali (kWh)	177.9						

4.1.5 Confronto dei risultati ottenuti per la rete del caso studio 1

Si confrontano i risultati ottenuti per ogni tipologia di regolazione effettuata sulla rete del caso studio 1. In tal modo, si riesce a valutare il metodo di regolazione più efficace.

In Tabella 4-7 sono elencati gli indicatori di tensione e le perdite totali ottenuti per ogni tipologia di regolazione.

Tabella 4-7. Confronto degli indicatori di tensione settimanali e delle perdite totali ottenuti per ogni tipologia di regolazione

Tipo di regola- zione	Inverter	Inverter e OLTC Inverter e SVC		Inverter, SVC e OLTC
Parametro				
GOVP	0	0	0	0
GUVP	$6.41 \cdot 10^{-5}$	$6.41 \cdot 10^{-5}$	$3.66 \cdot 10^{-5}$	$3.66 \cdot 10^{-5}$
OD	0	0	$9.16 \cdot 10^{-6}$	$9.16 \cdot 10^{-6}$
UD	$9.89 \cdot 10^{-4}$	$9.89 \cdot 10^{-4}$	$6.96 \cdot 10^{-4}$	$6.96 \cdot 10^{-4}$
VDEF	$3.00 \cdot 10^{-4}$	$2.88 \cdot 10^{-4}$	$2.90 \cdot 10^{-4}$	$2.90 \cdot 10^{-4}$
Perdite totali (kWh)	177	179.2	177.9	177.9

Dalla Tabella 4-7, si nota che nel caso di regolazione solo distribuita si ottengono delle perdite totali pari a 177 kWh e un VDEF pari a $3.00 \cdot 10^{-4}$. Invece, nel caso di regolazione tramite inverter e OLTC, le perdite sono pari a 179.2 kWh, ma il VDEF è minore, infatti è pari a $2.88 \cdot 10^{-4}$.

Per quanto riguarda la regolazione mista (inverter e SVC), si nota che la deviazione di tensione e le perdite totali sono uguali a quelle ottenute nel caso di regolazione in cui è presente anche l'OLTC. Il motivo è dovuto al fatto che l'SVC regola la tensione al nodo 1 e quindi provoca una diminuzione della fluttuazione di tensione che in questo caso non fa intervenire l'OLTC e di conseguenza la posizione del tap rimane costante. Si nota che il non intervento del variatore sotto carico è strettamente legato ai parametri di ingresso dell'OLTC utilizzati, perché nel caso in cui si sceglie un t_{amm} minore, è probabile che si ottenga una variazione maggiore di α_{OLTC} in grado di provocare l'intervento del tap-changer. Inoltre, si deve tenere conto anche della fluttuazione di tensione al nodo in cui è collocato l'OLTC.

Comunque, nel caso di regolazione tramite inverter e SVC, la deviazione di tensione è maggiore rispetto al caso in cui si regola tramite inverter e OLTC (2.90 · 10^{-4} contro $2.88 \cdot 10^{-4}$), anche se le perdite totali sono inferiori (177.9 kWh contro 179.2 kWh).

Capitolo 4 141

Complessivamente, dai risultati ottenuti, si afferma che la minima deviazione di tensione (*VDEF*) si ottiene effettuando la regolazione distribuita e centralizzata tramite OLTC.

4.2 Risultati ottenuti per la rete del caso studio 2

In Figura 4.27 è rappresentata la struttura della rete di BT trifase (croata) relativa al caso studio 2.

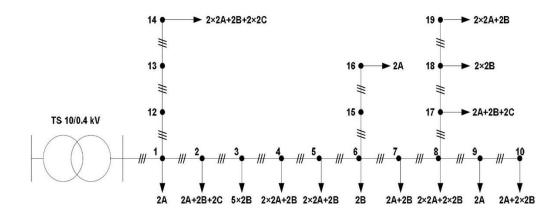


Figura 4.27. Struttura della rete di BT trifase del caso studio 2

Analogamente a quanto fatto per la rete del caso studio 1, si visualizzano i profili di tensione con e senza regolazione e di potenza reattiva fornita in ogni nodo e per qualsiasi giorno della settimana.

Per questo tipo di rete si è scelto di analizzare i risultati relativi al giorno 1 ottenuti effettuando la regolazione distribuita e anche centralizzata tramite OLTC.

Per valutare l'efficacia della regolazione si riportano in opportune tabelle i valori degli indicatori di tensione (valutati solo per l'intero periodo settimanale) e delle perdite totali della rete.

4.2.1 Regolazione di tensione distribuita tramite inverter fotovoltaici

In Figura 4.28 è rappresentato il profilo di tensione con e senza regolazione e di potenza reattiva fornita al nodo 10, tutti relativi al giorno 1 della settimana.

Il nodo 10 è quello più lontano rispetto alla posizione del trasformatore MT/BT. Inoltre, in questo nodo è collegato un impianto fotovoltaico di potenza nominale complessiva pari a 70 kVA. Si nota che questo valore di potenza nominale indica l'aggregato di tanti singoli generatori fotovoltaici di cui ognuno ha una potenza nominale di 5 kVA.

Per valutare i risultati della regolazione in diversi casi, si effettuano due simulazioni differenti, di cui la prima è caratterizzata da un valore di $V_{range,min,PV}=0.98$ p.u e $V_{range,max,PV}=1.02$ p.u e la seconda da $V_{range,min,PV}=0.95$ p.u e $V_{range,max,PV}=1.05$ p.u.

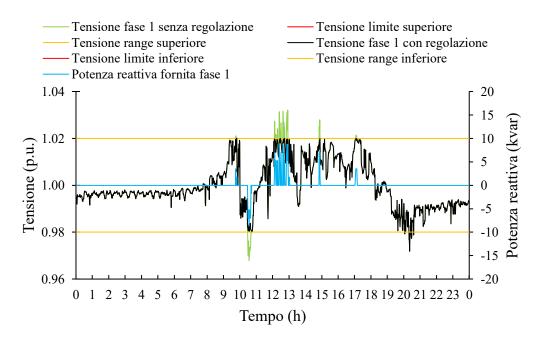


Figura 4.28. Simulazione#1 - Profilo di tensione con e senza regolazione e di potenza reattiva fornita al nodo 10 (giorno 1)

Dalla Figura 4.28 si evince che nelle ore centrali della giornata l'inverter collocato al nodo 10 fornisce potenza reattiva induttiva quando la tensione senza regolazione (vedasi profilo in verde) è maggiore di $V_{range,max,PV} = 1.02$ p.u.

Tra le ore 10:00 e le 11:00, l'inverter fornisce potenza reattiva capacitiva per ottenere un valore di tensione superiore rispetto a $V_{range,min,PV} = 0.98$ p.u. Infine, prima delle ore 15:00 e all'incirca verso le ore 17:00, l'inverter fornisce potenza reattiva induttiva per abbassare la tensione sotto $V_{range,max,PV} = 1.02$ p.u. Dopodiché, per tutto il periodo serale non si verificano violazioni di tensione e quindi l'inverter non regola.

Capitolo 4 143

In Tabella 4-8, vi sono gli indicatori di tensione calcolati per l'intero periodo settimanale e le perdite totali della rete.

Tabella 4-8. Simulazione#1 - Indicatori di tensione settimanali e perdite totali nel caso con regolazione distribuita

Parametro	GOVP	GUVP	OD	UD	VDEFhigh	VDEFlow	VDEF
Giorno della settimana							
Intero periodo settimanale	0	0	0	0	$1.86 \cdot 10^{-5}$	$5.04 \cdot 10^{-5}$	$6.90 \cdot 10^{-5}$
Perdite totali (kWh)	57.5						

Per la simulazione#2 si utilizzano dei limiti di tensione inferiori e superiori differenti rispetto alla simulazione#1.

Dalla Figura 4.29 si deduce che gli inverter non forniscono potenza reattiva poiché la tensione è compresa nella banda di regolazione delimitata da $V_{range,min,PV} = 0.95$ p.u e $V_{range,max,PV} = 1.05$ p.u.

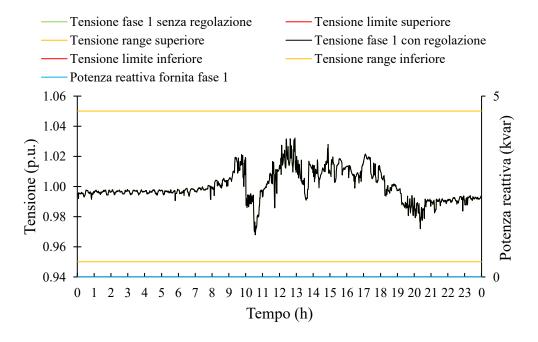


Figura 4.29. Simulazione#2 - Profilo di tensione con e senza regolazione e di potenza reattiva fornita al nodo 10 (giorno 1)

In Tabella 4-9, vi sono gli indicatori di tensione settimanali e le perdite totali della rete relativi alla simulazione#2.

Tabella 4-9. Simulazione#2 - Indicatori di tensione settimanali e perdite totali nel caso con regolazione distribuita

Parametro	GOVP	GUVP	OD	UD	VDEF _{high}	VDEFlow	VDEF
Giorno della settimana							
Intero periodo settimanale	0	0	0	0	$2.18 \cdot 10^{-5}$	$8.41 \cdot 10^{-5}$	$1.05 \cdot 10^{-4}$
Perdite totali (kWh)	55						

Confrontando i valori della Tabella 4-8 con quelli della 4-9, si nota che le perdite per la simulazione#1 (58 kWh) sono maggiori rispetto a quelle ottenute per la simulazione#2 (55 kWh) a causa della regolazione degli inverter collocati nei nodi in cui si verificano le violazioni di tensione. Inoltre, per la simulazione#1, gli indicatori sono inferiori o uguali rispetto a quelli della simulazione#2 poiché la banda di regolazione è più ristretta. Ad esempio, la deviazione di tensione per la simulazione#1 è pari a $6.90 \cdot 10^{-5}$, invece per la simulazione#2 è $1.05 \cdot 10^{-4}$.

Nella simulazione#1 gli indicatori GOVP, GUVP, OD, UD sono nulli poiché la potenza reattiva fornita stabilizza il profilo di tensione con regolazione all'interno dei limiti $V_{range,min,PV}$ e $V_{range,max,PV}$. Invece, nella simulazione#2, gli stessi indicatori sono nulli, non perché viene fornita potenza reattiva, ma poiché il profilo di tensione senza regolazione è già compreso all'interno della banda di regolazione.

4.2.2 Regolazione di tensione distribuita e centralizzata tramite OLTC

In questo sottocapitolo vi sono i risultati ottenuti effettuando la regolazione distribuita e centralizzata tramite OLTC.

I valori attribuiti ai parametri relativi al controllo proporzionale integrativo sono elencati in Tabella 4-10:

Tabella 4-10. Parametri relativi al controllo proporzionale integrativo

Parametro	Simbolo	Valore	Unità di misura
Tensione di sbarra lato BT	$V_{sbarra_lato_BT}$	1	p.u
Tempo ammissibile violazione tensione	t_{amm}	20	min
Tempo minimo fra due tap	$t_{min_fra_due_tap}$	30	min
Recupero contatore sovra-sotto tensione	$\Delta_{lpha_{OLTC}}$	30	/
Annullamento deviazione di tensione OLTC	ΔV_{ann_OLTC}	0	/

Capitolo 4 145

In Figura 4.30 è mostrato il profilo di tensione con e senza regolazione al nodo 1.

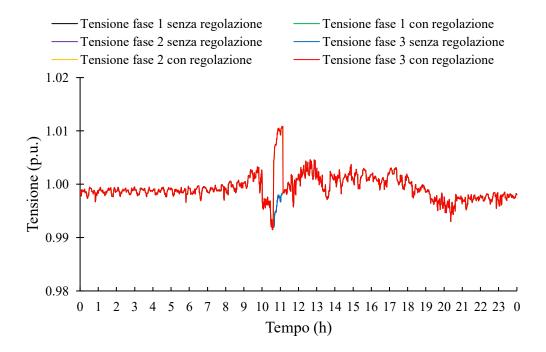


Figura 4.30. Profilo di tensione con e senza regolazione al nodo 1 (giorno 1)

Dalla Figura 4.30 si deduce che la tensione al nodo 1 nel caso con regolazione è molto simile a quella calcolata nel caso senza, tranne nelle ore centrali della giornata, in particolare tra le ore 10:00 e le 11:00, in cui avviene la modifica della posizione del tap da 0 a 1 e quindi si ottiene un valore di $V_{sbarra_lato_BT}$ pari a 1.0125 p.u. In Figura 4.31 è mostrato il profilo del parametro α_{OLTC} .

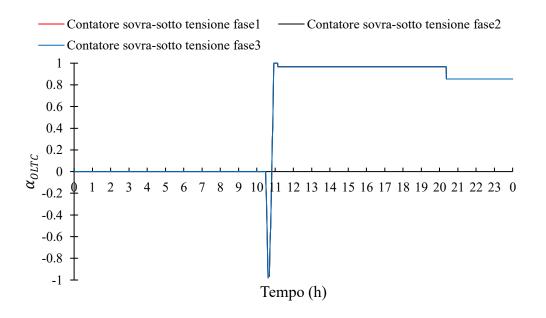


Figura 4.31. Profilo del contatore sovra-sotto tensione per ogni fase (giorno 1)

Dalla Figura 4.31 si deduce che nelle ore centrali della giornata α_{OLTC} supera i limiti -1 e +1 e quindi avviene la modifica della posizione del tap. In Figura 4.32 è mostrato il profilo della $V_{sbarra_lato_BT}$ in cui si evince la modifica della tensione da 1 p.u a 1.0125 p.u.

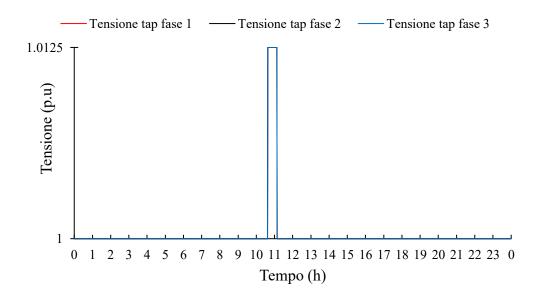


Figura 4.32. Profilo della tensione di sbarra lato BT per ogni fase con $t_{min_fra_due_tap} = 30$ minuti e $t_{amm} = 20$ minuti (giorno 1)

Capitolo 4 147

In Tabella 4-11 sono presenti gli indicatori di tensione calcolati sull'intero periodo settimanale e le perdite totali della rete.

Tabella 4-11. Indicatori di tensione settimanali e perdite totali nel caso con regolazione distribuita e centralizzata tramite OLTC

Parametro	GOVP	GUVP	OD	UD	VDEF _{high}	VDEFlow	VDEF
Giorno della settimana							
Intero periodo settimanale	0	0	0	0	$2.49 \cdot 10^{-5}$	$6.27 \cdot 10^{-5}$	$8.76 \cdot 10^{-5}$
Perdite totali (kWh)	55						

4.2.3 Confronto dei risultati ottenuti per la rete del caso studio 2

Anche per la rete del caso studio 2 si effettua un confronto dei risultati ottenuti per ogni tipologia di regolazione.

In Tabella 4-12 sono elencati gli indicatori di tensione e le perdite totali ottenuti nel caso di regolazione solo distribuita e anche mista (distribuita e centralizzata tramite OLTC).

Tabella 4-12. Confronto degli indicatori di tensione settimanali e delle perdite totali ottenuti per ogni tipologia di regolazione

Tipo di regolazione	Inverter	Inverter e OLTC
Parametro		
GOVP	0	0
GUVP	0	0
OD	0	0
UD	0	0
VDEF	$1.05 \cdot 10^{-4}$	$8.76 \cdot 10^{-5}$
Perdite totali (kWh)	55	55

Dalla Tabella 4-12, si evince che nel caso in cui si regola solo tramite inverter, si ottiene una VDEF pari a $1.05 \cdot 10^{-4}$ (valore riferito alla simulazione#2), invece se si effettua la regolazione mista (distribuita e centralizzata tramite OLTC), la VDEF diminuisce, infatti è pari a $8.76 \cdot 10^{-5}$.

In conclusione, si afferma che anche per la rete del caso studio 2 la regolazione mista tramite inverter e OLTC provoca una maggiore diminuzione di *VDEF*.

Capitolo 5

5 Ottimizzazione della regolazione di tensione e analisi di sensitività

In questo capitolo si descrive come effettuare l'ottimizzazione della regolazione di tensione e l'analisi di sensitività.

5.1 Ottimizzazione della regolazione

L'ottimizzazione si basa sull'esecuzione della regolazione di tensione per diversi scenari, di cui ognuno è caratterizzato da parametri di ingresso della regolazione differenti.

Per eseguire l'ottimizzazione è stata scelta la regolazione mista (distribuita e centralizzata tramite OLTC). In particolare, per ogni scenario analizzato si modificano i limiti di tensione inferiori e superiori dei generatori fotovoltaici e i parametri relativi al controllo proporzionale integrativo. In tal modo, ogni scenario è caratterizzato da risultati differenti, i quali devono essere valutati per scegliere le soluzioni migliori che minimizzano le funzioni obiettivo considerate, ad esempio: perdite totali della rete (P_{tot}) , numero di tap (N_{tap}) e deviazione di tensione (VDEF). Le funzioni obiettivo potrebbero essere in conflitto e quindi se una aumenta, le altre diminuiscono, oppure potrebbe verificarsi che tutte si comportino allo stesso modo. Nel caso in cui le funzioni obiettivo sono in conflitto, occorre trovare un insieme di soluzioni che garantiscano un compromesso tra quelle analizzate. Per queste ragioni, dall'insieme di tutte le soluzioni ottenute, si determinano quelle appartenenti al fronte di Pareto, ovvero le soluzioni non dominate per i quali non esiste alcun punto che sia migliore contemporaneamente per tutte le funzioni obiettivo analizzate. Dopodiché, si applica il metodo TOPSIS per ottenere una classifica delle soluzioni non dominate e valutare le migliori.

In Figura 5.1 è mostrato un diagramma di flusso in cui sono presenti tutti i procedimenti per effettuare l'ottimizzazione della regolazione di tensione.

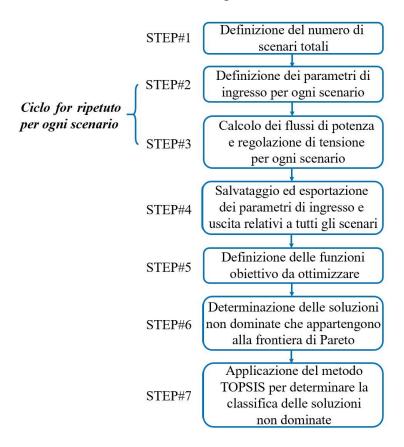


Figura 5.1. Diagramma di flusso relativo all'ottimizzazione della regolazione di tensione

Di seguito è presente una breve descrizione di ogni STEP elencato nel diagramma di flusso di Figura 5.1.

STEP#1 - Definizione del numero di scenari totali

Si definisce il numero di scenari totali da analizzare. Si nota che eseguendo la simulazione per più scenari, aumentano i tempi di calcolo, ma si ottengono più soluzioni e quindi migliora l'accuratezza dei risultati.

STEP#2 - Calcolo dei parametri di ingresso per ogni scenario

Per ogni scenario analizzato i parametri di ingresso variano in maniera casuale poiché si applica la seguente equazione:

$$x = a + (b - a) \cdot rand(1,1) \tag{5.1}$$

dove:

- "a" rappresenta il minimo valore dell'intervallo [a, b];
- "b" rappresenta il massimo valore dell'intervallo [a, b];
- "rand(1,1)" è la funzione utilizzata per estrarre un numero casuale compreso tra 0 e 1;
- "x" è il valore attribuito al parametro di ingresso relativo allo scenario analizzato.

Applicando l'equazione 5.1 si ha la certezza che il valore del parametro di ingresso sia compreso nell'intervallo [a, b] desiderato.

STEP#3 - Calcolo dei flussi di potenza e regolazione di tensione per ogni scenario

Per ogni scenario analizzato si calcolano i flussi di potenza e si effettua la regolazione di tensione.

STEP#4 - Salvataggio ed esportazione dei parametri di ingresso e uscita relativi a tutti gli scenari

Dopo aver eseguito l'intera simulazione per un determinato numero di scenari, si salvano e si esportano in excel i parametri di ingresso e uscita per visualizzare i risultati ottenuti graficamente.

STEP#5 - Definizione delle funzioni obiettivo da ottimizzare

Si definiscono le funzioni obiettivo da ottimizzare, ad esempio: numero di tap (N_{tap}) , perdite totali (P_{tot}) e deviazione di tensione (VDEF).

STEP#6 – Determinazione delle soluzioni appartenenti alla frontiera di Pareto

Dopo aver ottenuto i valori delle funzioni obiettivo per ogni scenario, si determinano le soluzioni non dominate, ovvero quelle che appartengono alla frontiera di Pareto.

STEP#7 - Applicazione del metodo "TOPSIS"

Si applica il metodo "Technique of Order Preference by Similarity to Ideal Solution" (TOPSIS) per ricavare la classifica delle soluzioni non dominate.

5.1.1 Metodo TOPSIS

Di seguito, sono descritti tutti i procedimenti per applicare correttamente questo metodo [42].

1. Definizione della matrice contenente i valori delle funzioni obiettivo

La matrice che contiene i valori di ogni funzione obiettivo (\mathbf{B}) è costituita da un numero di righe pari agli scenari totali della simulazione (N_A) e un numero di colonne pari alle funzioni obiettivo analizzate (N_O).

$$B = \begin{bmatrix} b_{i,j} & b_{i,j+1} & \cdots & b_{i,N_O} \\ b_{i+1,j} & b_{i+1,j+1} & \cdots & b_{i+1,N_O} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ b_{N_A,j} & b_{N_A,j+1} & \cdots & b_{N_A,N_O} \end{bmatrix}$$
(5.2)

2. <u>Calcolo della matrice normalizzata "R"</u>

Tramite l'equazione 5.3 si calcola la norma di ogni colonna della matrice \mathbf{B} e successivamente si applica l'equazione 5.4 in cui si divide ogni valore di \mathbf{B} per la rispettiva norma della colonna a cui esso appartiene.

$$Norma_{colonna,j} = \sqrt{\sum_{k=1}^{N_A} b_{kj}^2}$$
 (5.3)

$$r_{ij} = \frac{b_{ij}}{\sqrt{\sum_{k=1}^{N_A} b_{kj}^2}} \tag{5.4}$$

Dopo aver applicato le equazioni 5.3 e 5.4 si ottiene la seguente matrice R:

$$R = \begin{bmatrix} r_{i,j} & r_{i,j+1} & \cdots & r_{i,N_O} \\ r_{i+1,j} & r_{i+1,j+1} & \vdots & r_{i+1,N_O} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ r_{N_A,j} & r_{N_A,j+1} & \cdots & r_{N_A,N_O} \end{bmatrix}$$
(5.5)

3. <u>Definizione dei pesi da applicare ad ogni funzione obiettivo</u>

Per ogni funzione obiettivo si definisce un coefficiente che indica il "peso" (vedasi equazione 5.6) in modo tale da privilegiare la minimizzazione o massimizzazione di una funzione obiettivo rispetto ad un'altra. Nel nostro caso specifico, alla funzione obiettivo VDEF è stato attribuito un peso maggiore per ottenere delle migliori soluzioni caratterizzate da valori minimi di deviazione di tensione. Invece, alla funzione obiettivo P_{tot} è stato applicato un peso leggermente minore, anche se più elevato rispetto a quello definito per la funzione obiettivo N_{tap} .

I pesi attribuiti ad ogni funzione obiettivo sono elencati nella Tabella 5.1.

Funzione obiettivo	Peso
VDEF	$w_j = 0.5$
P _{tot} (kWh)	$w_{j+1} = 0.4$
N_{tap}	$w_{N_O} = 0.1$

Tabella 5-1. Definizione dei pesi per ogni funzione obiettivo

Dalla Tabella 5-1 si nota che i pesi sono definiti considerando che la loro somma deve essere pari a 1, come indicato nell'equazione 5.6.

$$w_j \neq w_{j+1} \neq w_{N_O}$$
 con $w_j + w_{j+1} + w_{N_O} = 1$ (5.6)

A seguito della definizione dei pesi, si moltiplica ogni colonna della matrice R per il rispettivo peso definito, come indicato nell'equazione 5.7.

$$Z = \begin{bmatrix} r_{i,j} \cdot w_j & r_{i,j+1} \cdot w_{j+1} & \cdots & r_{i,N_O} \cdot w_{N_O} \\ r_{i+1,j} \cdot w_j & r_{i+1,j+1} \cdot w_{j+1} & \cdots & r_{i+1,N_O} \cdot w_{N_O} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ r_{N_A,j} \cdot w_j & r_{N_A,j+1} \cdot w_{j+1} & r_{N_A,N_O} \cdot w_{N_O} \end{bmatrix}$$
(5.7)

4. <u>Calcolo delle soluzioni ideali positive e negative per ogni funzione obiettivo</u>

Si analizza la matrice Z per colonne e si calcola il valore minimo e massimo per ogni funzione obiettivo. Le soluzioni ideali sono rappresentate da due vettori riga, di cui il primo contiene solo i valori minimi (z^+) e il secondo solo quelli massimi (z^-) .

$$z^{+} = [z_{i}^{+}, j = 1 \dots N_{O}]$$
(5.8)

$$z^{-} = [z_{i}^{-}, j = 1 \dots N_{0}]$$
(5.9)

Per ogni scenario analizzato (i = 1, ..., N_A) si calcola la distanza euclidea di ogni valore rispetto alla soluzione ideale positiva (z_j^+) e negativa (z_j^-) , tramite l'equazione 5.10 e 5.11.

$$\delta_i^+ = \sqrt{\sum_{j=1}^{N_O} (z_{ij} - z_j^+)^2}$$
 (5.10)

$$\delta_i^- = \sqrt{\sum_{j=1}^{N_0} (z_{ij} - z_j^-)^2}$$
 (5.11)

Le soluzioni ideali positive e negative vengono salvate in due vettori colonna di cui ognuno è costituito da un numero di righe pari agli scenari analizzati:

$$\delta^{+} = \begin{bmatrix} \delta_{i}^{+} \\ \delta_{i+1}^{+} \\ \vdots \\ \delta_{N_{A}}^{+} \end{bmatrix}$$
 (5.12)

$$\delta^{-} = \begin{bmatrix} \delta_{i}^{-} \\ \delta_{i+1}^{-} \\ \vdots \\ \delta_{N_{A}}^{-} \end{bmatrix}$$
 (5.13)

5. <u>Calcolo della distanza euclidea relativa considerando la soluzione ideale</u> negativa (δ_i^-)

Per ogni elemento del vettore δ^- si calcola la distanza euclidea relativa, tramite l'equazione 5.14.

$$\delta_{i,relativa}^{-} = \frac{\delta_{i}^{-}}{\delta_{i}^{-} + \delta_{i}^{+}}$$
 (5.14)

Applicando l'equazione 5.14 si ottiene un vettore colonna costituito da tutti i valori delle distanze euclidee relative, come indicato nell'equazione 5.15.

$$\delta_{relativa}^{-} = \begin{bmatrix} \delta_{i,relativa}^{-} \\ \delta_{i+1,relativa}^{-} \\ \delta_{N_A,relativa}^{-} \end{bmatrix}$$
 (5.15)

6. <u>Determinazione della classifica delle soluzioni non dominate</u>

Per calcolare la classifica delle soluzioni non dominate si determinano le posizioni in cui si trova ogni singolo valore di $\delta_{relativa}^-$, dal più grande al più piccolo. Quindi, in funzione della riga a cui corrisponde il massimo valore di $\delta_{relativa}^-$, si estrapola la soluzione migliore dalla matrice \boldsymbol{B} . Il procedimento è analogo anche per tutti i valori minori del massimo. In tal modo, si ottiene la classifica delle soluzioni non dominate ed è possibile valutare quali sono le migliori soluzioni.

5.1.2 Ottimizzazione della regolazione mista tramite inverter e OLTC

L'ottimizzazione della regolazione si esegue variando per ogni scenario i limiti di tensione inferiori e superiori dei generatori fotovoltaici e i parametri del controllo proporzionale integrativo dell'OLTC (vedasi Tabella 5-2).

Si nota che l'obiettivo è di minimizzare i seguenti parametri: deviazione di tensione (VDEF), perdite totali della rete (P_{tot}) e numero di tap (N_{tap}) .

In particolare, per quanto riguarda la regolazione tramite OLTC, l'obiettivo è di sfruttare le potenzialità dell'OLTC senza sollecitare troppo i suoi componenti interni e quindi aumentare la sua durata di vita.

Tabella 5-2. Parametri da modificare per ogni scenario durante l'ottimizzazione della regolazione di tensione

Parametro	Simbolo	Unità di misura
Tensione limite superiore PV	$V_{limit,max,PV}$	p.u
Tensione range superiore PV	$V_{range,max,PV}$	p.u
Tensione range inferiore PV	$V_{range,min,PV}$	p.u
Tensione limite inferiore PV	$V_{limit,min,PV}$	p.u
Tensione di sbarra lato BT	$V_{sbarra_lato_BT}$	p.u
Tempo ammissibile violazione tensione	t_{amm}	minuti
Minimo tempo fra due tap	$t_{min_fra_due_tap}$	minuti
Recupero contatore α_{OLTC}	$\Delta_{lpha_{OLTC}}$	()
Annullamento deviazione tensione OLTC	ΔV_{ann_OLTC}	()

La variazione dei parametri elencati in Tabella 5-2 provoca i seguenti effetti:

 V_{limit,max,PV}: questo limite di tensione impatta sulle prestazioni di regolazione, infatti se esso diminuisce, si ottiene un calo di VDEF poiché le tensioni vengono regolate affinché siano minori del limite imposto. Purtroppo, si ottiene un aumento delle P_{tot} poiché gli inverter devono fornire una quantità maggiore di potenza reattiva al fine di abbassare le tensioni sotto il limite;

- $V_{range,max,PV}$: una diminuzione di questo limite implica una restrizione della banda verde di Figura 4.1 delimitata da $V_{range,min,PV}$ e $V_{range,max,PV}$. In tal caso, gli inverter devono fornire più potenza reattiva per abbassare la tensione sotto il limite e quindi si ottiene un aumento delle P_{tot} , anche se l'effetto positivo riguarda la diminuzione della VDEF. In alcuni casi, si potrebbe verificare che la quantità di potenza reattiva non sia sufficiente ad abbassare le tensioni ad un valore inferiore a $V_{range,max,PV}$ e quindi gli inverter forniscono la massima potenza reattiva disponibile. Dai risultati ottenuti si afferma che l'aumento delle P_{tot} e della VDEF sono causati maggiormente dalla presenza di sovratensioni;
- $V_{range,min,PV}$: questo limite di tensione è simile a $V_{range,max,PV}$, ma con la differenza che la banda di regolazione verde di Figura 4.1 si restringe solo se esso aumenta, quindi è più vicino ad 1 p.u. Tutto ciò, implica che gli inverter devono fornire una quantità maggiore di potenza reattiva e quindi si ottiene un incremento delle P_{tot} , ma una diminuzione di VDEF. Analizzando i profili di tensione ottenuti, si nota che prevale la presenza di sovratensioni a causa dell'elevata generazione fotovoltaica. Tuttavia, per ogni giorno della settimana, la regolazione di tensione provoca degli effetti positivi, infatti le tensioni vengono regolate e stabilizzate all'interno della banda di regolazione. Di solito, durante la giornata, le tensioni sono maggiori rispetto a $V_{range,min,PV}$ e $V_{limit,min,PV}$ e quindi gli indicatori GUVP e UD variano di meno rispetto a GOVP e OD.
 - Si nota che per la maggior parte dei giorni della settimana gli indicatori sono nulli poiché la regolazione stabilizza i profili di tensione all'interno del range delimitato da $V_{range,min,PV}$ e $V_{range,max,PV}$;
- $V_{limit,min,PV}$: se esso aumenta, quindi assume un valore più vicino a un 1 p.u (valore di riferimento), si ottiene una diminuzione di VDEF, ma un aumento delle P_{tot} poiché gli inverter forniscono una quantità maggiore di potenza reattiva per regolare la tensione ad un valore superiore a $V_{limit,min,PV}$;

V_{sbarra_lato_BT}: se si modifica la tensione di sbarra lato BT (nodo 1) si ottengono delle tensioni differenti in tutti i nodi a valle dello stesso.
 Nel caso in cui si effettua un'ottimizzazione della regolazione si deve scegliere un valore di V_{sbarra_lato_BT} in grado di minimizzare le funzioni obiettivo considerate;

- t_{amm} : dalle simulazioni effettuate nel capitolo 4, si è visto che una diminuzione di t_{amm} (tempo ammissibile violazione tensione) implica un aumento di $\alpha_{OLTC,\Delta t}$ (incremento da sommare o sottrarre al contatore sovrasotto tensione) e quindi anche di α_{OLTC} (contatore sovra-sotto tensione). Questo è il motivo per cui in alcuni casi si eseguono troppi tap che provocano uno "stress" maggiore dei componenti interni dell'OLTC. Se si vuole ottimizzare la regolazione conviene scegliere un valore di t_{amm} tale da minimizzare i valori degli indicatori, ma senza eseguire un N_{tap} troppo elevato;
- $t_{min_fra_due_tap}$: dai risultati ottenuti nel capitolo 4, si evince che un aumento di $t_{min_fra_due_tap}$ (tempo minimo fra due tap) implica una diminuzione del N_{tap} durante il periodo di regolazione. Il motivo è dovuto al fatto che per un tempo maggiore la posizione del tap rimane costante. Invece, se si utilizza un valore di $t_{min_fra_due_tap}$ minore, aumenta la probabilità di eseguire un numero di tap più elevato e quindi i componenti interni dell'OLTC sono più sollecitati;
- $\Delta_{\alpha_{OLTC}}$: in questo caso l'ottimizzazione consiste nel trovare un valore di $\Delta_{\alpha_{OLTC}}$ (recupero contatore sovra-sotto tensione) non troppo elevato tale da azzerare/diminuire α_{OLTC} nel minor tempo possibile;
- ΔV_{ann_OLTC}: nel caso in cui non si verifica nessuna violazione di tensione, si cerca di annullare/diminuire il valore di α_{OLTC} sottraendo (se α_{OLTC} > 0) o sommando (se α_{OLTC} < 0) il valore di ΔV_{ann_OLTC}.
 L'ottimizzazione consiste nel trovare un valore di ΔV_{ann_OLTC} più adatto tale da azzerare/diminuire α_{OLTC}.

5.2 Analisi di sensitività

L'analisi di sensitività si basa sull'esecuzione di più simulazioni, di cui ognuna è caratterizzata da parametri intrinseci della rete differenti. Ad esempio, in alcuni casi di sensitività, si considera la distribuzione dei carichi e della generazione equilibrata o squilibrata, in altri si modifica la posizione dei generatori fotovoltaici e dei carichi. Per ogni caso analizzato si esegue l'ottimizzazione della regolazione descritta nel capitolo 5.1. In Tabella 5-3 sono elencati tutti i casi di sensitività analizzati.

Tabella 5-3. Casi di sensitività analizzati

Tipologia di rete	Caso di sensitività	Descrizione del caso
Rete caso studio 1	1	Distribuzione dei carichi e della generazione equilibrata per ogni fase.
Rete caso studio 1	2	Distribuzione dei carichi e della generazione squilibrata per ogni fase.
Rete caso studio 1	3	Caso 2 con variazione della posizione dei carichi e della generazione fotovoltaica.
Rete caso studio 2	4	Distribuzione dei carichi e della generazione equilibrata per ogni fase.
Rete caso studio 2	5	Distribuzione dei carichi e della generazione squilibrata per ogni fase.

5.3 Risultati ottenuti effettuando l'ottimizzazione e l'analisi di sensitività

In questo sottocapitolo sono mostrati i risultati dell'ottimizzazione ottenuti variando in maniera casuale per ogni scenario i limiti di tensione dei generatori fotovoltaici e i parametri del controllo proporzionale integrativo (vedasi Tabella 5-2). Inoltre, si analizzano le migliori soluzioni ottenute per ogni caso di sensitività.

5.3.1 Risultati ottenuti per il caso 1 di sensitività (rete caso studio 1)

In Figura 5.2 è mostrato il grafico in cui sono rappresentate tutte le soluzioni ottenute per ogni scenario. Il numero di scenari analizzati è pari a mille, quindi si ottengono mille punti caratterizzati da coordinate differenti.

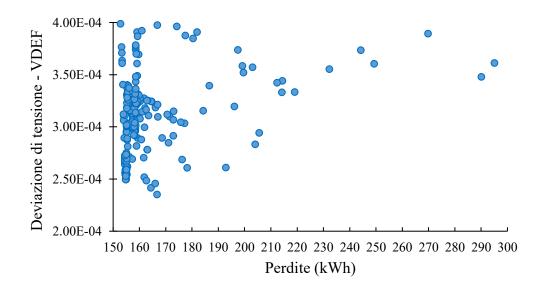


Figura 5.2. Deviazione di tensione e perdite totali (caso di sensitività 1)

Dall'insieme delle soluzioni mostrate in Figura 5.2 si determinano quelle non dominate, ovvero quelle appartenenti alla frontiera di Pareto. Così facendo, si ottiene un grafico in cui un aumento delle perdite totali (P_{tot}) implica una diminuzione della deviazione di tensione (VDEF), come mostrato in Figura 5.3.

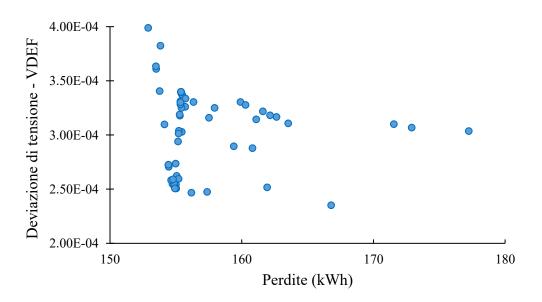


Figura 5.3. Frontiera di Pareto relativa alla deviazione di tensione e alle perdite totali (caso di sensitività 1)

Si nota che tutti i punti mostrati in Figura 5.3 sono scelti perché minimizzano la deviazione di tensione (VDEF), le perdite totali (P_{tot}) e anche il numero di tap (N_{tap}). A quest'ultimo parametro si attribuisce un peso minore rispetto alle altre due poiché l'obiettivo principale è di minimizzare la VDEF.

Dalla Figura 5.3 si nota che il punto con il minor valore di VDEF è costituito da un VDEF di $2.35 \cdot 10^{-4}$ e P_{tot} pari a 166 kWh.

Analogamente alla Figura 5.2, in Figura 5.4 sono mostrate tutte le soluzioni relative alla VDEF e al N_{tap} .

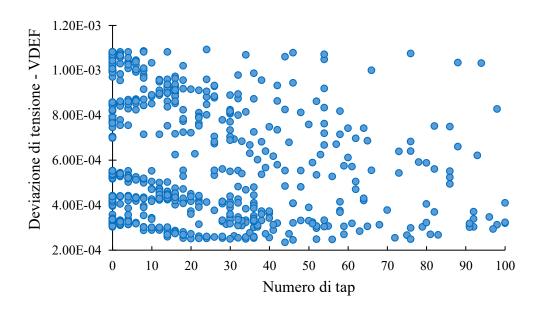


Figura 5.4. Deviazione di tensione e numero di tap (caso di sensitività 1)

Dall'insieme di tutte le soluzioni mostrate in Figura 5.4 si determinano le soluzioni non dominate, come mostrato in Figura 5.5.

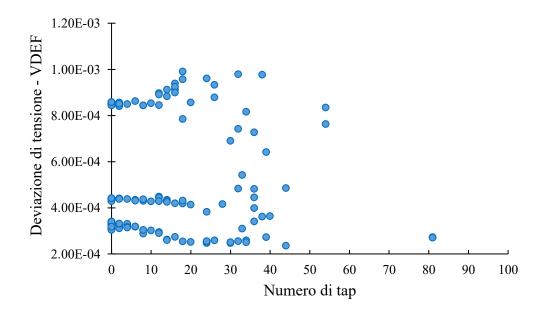


Figura 5.5. Frontiera di Pareto relativa alla deviazione di tensione e al numero di tap (caso di sensitività 1)

Dalla Figura 5-5 si nota che i punti per cui si ottengono valori minimi di VDEF sono caratterizzati da un N_{tap} elevati. Nello specifico, il punto con il valore minimo di VDEF è costituito da un N_{tap} pari a 44 e un VDEF di $2.35 \cdot 10^{-4}$.

5.3.2 Migliori soluzioni ottenute per ogni caso di sensitività

In questo sottocapitolo sono elencate le migliori 5 soluzioni ottenute applicando il metodo TOPSIS per ogni caso di sensitività analizzato (vedasi Tabella 5-3).

L'obiettivo è di analizzare e confrontare i valori dei parametri di ingresso della regolazione (limiti di tensione e parametri del controllo proporzionale integrativo) utilizzati per ottenere le migliori soluzioni.

In Tabella 5-4 vi sono le prime 5 soluzioni ottenute per il caso di sensitività 1 relativo alla rete del caso studio 1 che è caratterizzata da una distribuzione dei carichi e della generazione equilibrata.

Numero migliore soluzione 5 Funzione obiettivo **VDEF** $2.88 \cdot 10^{-4}$ $2.59\cdot 10^{-4}$ $2.62 \cdot 10^{-4}$ $3.03 \cdot 10^{-4}$ $3.04 \cdot 10^{-4}$ P_{tot} (kWh) 160.8 155.2 155 155.4 155.2 8 14 14 8 8

Tabella 5-4. Migliori soluzioni ottenute per il caso di sensitività 1 (rete caso studio 1)

Dalla Tabella 5-4 si evince che la migliore soluzione (1) è caratterizzata da un numero di tap pari a 8, deviazione di tensione pari a $2.88 \cdot 10^{-4}$ e perdite totali pari a 160.8 kWh. Quest'ultime sono maggiori rispetto a quelle ottenute per la soluzione 2 poiché la banda di regolazione è più ristretta, infatti per la soluzione 1, $V_{range,min,PV}$ e $V_{range,max,PV}$ sono pari a 0.91 p.u e 1.06 p.u, invece per la soluzione 2, valgono 0.95 p.u e 1.08 p.u. Si nota che per entrambe le soluzioni il target di tensione $V_{sbarra_lato_BT}$ è pari a 1 p.u.

Per quanto riguarda i parametri dell'OLTC, la soluzione 1 è caratterizzata da un t_{amm} maggiore rispetto a quello della soluzione 2 (5.6 minuti rispetto a 2.7 minuti) e quindi si ha un incremento minore di α_{OLTC} e una diminuzione del numero di tap, infatti per la soluzione 1 il numero di tap è 8, invece per la 2 è 14.

Si nota che il confronto dei risultati ottenuti si può effettuare con qualsiasi soluzione. In questo caso per questioni di semplicità sono state scelte solo le prime due.

In Tabella 5-5 vi sono le prime 5 soluzioni ottenute per il caso di sensitività 2 relativo alla rete del caso studio 1 che è caratterizzata da un distribuzione dei carichi e della generazione squilibrata.

Tabella 5-5. Migliori soluzioni ottenute per il caso di sensitività 2 (rete caso studio 1)

Numero migliore soluzione	1	2	3	4	5
Funzione obiettivo					
VDEF	$2.59 \cdot 10^{-4}$	$2.88 \cdot 10^{-4}$	$2.62 \cdot 10^{-4}$	$3.03 \cdot 10^{-4}$	$3.04 \cdot 10^{-4}$
P _{tot} (kWh)	146.8	150.7	146.6	146.9	146.8
N_{tap}	14	8	14	8	8

Anche nel caso di sensitività 2, si confrontano le prime due soluzioni. In particolare, la soluzione 1 presenta un numero di tap maggiore rispetto alla 2 (14 rispetto a 8) e soprattutto una deviazione di tensione minore $(2.59 \cdot 10^{-4} \text{ rispetto a } 2.88 \cdot 10^{-4})$. Analogamente al caso 1, la soluzione che minimizza in assoluto la deviazione di tensione è quella tale per cui la banda di regolazione è più ristretta, infatti per la soluzione 1, $V_{range,min,PV}$ e $V_{range,max,PV}$ sono pari a 0.95 p.u e 1.08 p.u, invece, per la soluzione 2, valgono 0.91 p.u e 1.06 p.u.

Si nota che anche in questo caso per entrambe le soluzioni $V_{sbarra_lato_BT}$ è pari a 1 p.u.

Per la soluzione 1, oltre alla banda di regolazione più ristretta, il valore di t_{amm} è minore rispetto a quello della soluzione 2 (2.7 minuti rispetto a 5.6 minuti) e quindi si ottiene un numero di tap maggiore (14 rispetto a 8).

In Tabella 5-6 sono elencate le migliori 5 soluzioni ottenute per il caso di sensitività 3 in cui è stata modificata la posizione originale dei carichi e della generazione ed inoltre la loro distribuzione è squilibrata.

Tabella 5-6. Migliori soluzioni ottenute per il caso di sensitività 3 (rete caso studio 1)

Numero migliore soluzione	1	2	3	4	5
Funzioni obiettivo					
VDEF	$3.72 \cdot 10^{-4}$	$3.66 \cdot 10^{-4}$	$3.82 \cdot 10^{-4}$	$3.81 \cdot 10^{-4}$	$3.81 \cdot 10^{-4}$
P _{tot} (kWh)	124	124	124	124	129.3
N_{tap}	4	6	2	4	0

Dalla Tabella 5-6 si evince che rispetto al caso di sensitività 2, il massimo numero di tap eseguiti è minore, infatti è pari a 6 e non 14 e la massima deviazione di tensione è maggiore $(3.82 \cdot 10^{-4} \text{ rispetto a } 3.04 \cdot 10^{-4})$. Il motivo di tali risultati è dovuto allo spostamento di alcuni carichi e generatori verso fine linea, ovvero nei nodi più distanti da quello in cui è collocato l'OLTC (nodo 1).

Se si confronta la soluzione 1 con la 4, si nota che esse hanno lo stesso numero di tap, ma un valore differente di deviazione di tensione. Il motivo è dovuto al fatto che la soluzione 1 è caratterizzata da un valore di $V_{range,max,PV}$ pari a 1.08 p.u, invece per la soluzione 2 si ha 1.10 p.u.

Si nota che anche in questo caso entrambe le soluzioni sono caratterizzate da $V_{sbarra\ lato\ BT}$ pari a 1 p.u.

Per quanto concerne i parametri del controllo proporzionale integrativo si afferma che per entrambe le soluzioni sono abbastanza simili.

L'analisi di sensitività è stata eseguita anche per la rete del caso studio 2, infatti in Tabella 5.7 sono elencate le migliori 5 soluzioni per il caso 4 che è caratterizzato da una distribuzione dei carichi e della generazione equilibrata.

Numero migliore soluzione	1	2	3	4	5
Funzione obiettivo					
VDEF	$5.95 \cdot 10^{-5}$	$6.22 \cdot 10^{-5}$	$6.24 \cdot 10^{-5}$	$6.55 \cdot 10^{-5}$	$7.46 \cdot 10^{-5}$
P _{tot} (kWh)	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7
N.	1.4	1.4	1/	16	12

Tabella 5-7. Migliori soluzioni ottenute per il caso di sensitività 4 (rete caso studio 2)

Dai valori delle funzioni obiettivo elencati in Tabella 5-7, si deduce che le deviazioni di tensione sono minori rispetto a quelle della rete del caso studio 1.

Inoltre, la migliore soluzione (1) è caratterizzata da una deviazione di tensione pari a $5.95 \cdot 10^{-5}$, perdite totali pari a 54.7 kWh e un numero di tap uguale a 14.

In questo caso di sensitività, si confrontano i valori della soluzione 4 e 5. Quest'ultima è la peggiore poiché è caratterizzata da una deviazione di tensione massima pari a $7.46 \cdot 10^{-5}$ e da un numero di tap uguale a 12. Invece, per la soluzione 4 il numero di tap è 16 e la deviazione di tensione è $6.55 \cdot 10^{-5}$. Per questa soluzione il numero di tap è maggiore poiché il valore di $t_{min_fra_due_tap}$ è minore rispetto a quello utilizzato per la soluzione 5 (13 minuti rispetto a 20 minuti) e quindi la posizione del tap ritorna in meno tempo al valore precedente.

Si nota che anche in questo caso entrambe le soluzioni sono caratterizzate da $V_{sharra,lato\ BT}$ pari a 1 p.u.

Infine, nella Tabella 5-8 sono elencate le migliori 5 soluzioni ottenute per il caso di sensitività 5 che è relativo alla rete del caso studio 2 la quale è caratterizzata da una distribuzione dei carichi e della generazione squilibrata.

Numero migliore soluzione	1	2	3	4	5
Funzione obiettivo					
VDEF	$5.95 \cdot 10^{-5}$	$6.22 \cdot 10^{-5}$	$6.24 \cdot 10^{-5}$	$7.46 \cdot 10^{-5}$	$6.55 \cdot 10^{-5}$

53.9

53.9

14

53.9

14

54

12

53.9

16

 P_{tot} (kWh)

 N_{tap}

Tabella 5-8. Migliori soluzioni ottenute per il caso di sensitività 5 (rete caso studio 2)

Dalla Tabella 5-8 si deduce che le soluzioni sono simili a quelle del caso precedente (vedasi Tabella 5-7). In particolare, la migliore soluzione (1) è caratterizzata dallo stesso numero di tap e deviazione di tensione, ma le perdite totali sono leggermente inferiori (53.9 kWh rispetto a 54.7 kWh) a causa dello squilibrio dei carichi e della generazione.

Analogamente al caso precedente, si confronta la soluzione 4 che è quella con il minore numero di tap ($N_{tap}=12$) con la soluzione 5 che è caratterizzata dal massimo numero di tap ($N_{tap}=16$). Per la soluzione 4, $V_{range,min,PV}$ e $V_{range,max,PV}$ sono pari a 0.91 p.u e 1.06 p.u, invece t_{amm} e $t_{min_fra_due_tap}$ valgono 6 minuti e 20 minuti. Per la soluzione 5, $V_{range,min,PV}$ e $V_{range,max,PV}$ valgono 0.90 p.u e 1.09 p.u, mentre t_{amm} e $t_{min_fra_due_tap}$ sono pari a 28 minuti e 13 minuti.

In questo caso, la soluzione 4 presenta un valore di $t_{min_fra_due_tap}$ maggiore rispetto a quello della soluzione 5 (20 minuti rispetto a 13 minuti) e quindi si ottiene un numero di tap minore, nonostante la soluzione 4 è caratterizzata da un valore di t_{amm} minore rispetto alla 5 (6 minuti rispetto a 28 minuti).

Così come gli altri casi, per entrambe le soluzioni $V_{sbarra_lato_BT}$ è pari a 1 p.u. In conclusione, dalle migliori soluzioni analizzate si evince che nel caso in cui si restringe la banda di regolazione delimitata dai limiti di tensione dei generatori fotovoltaici, si ha una diminuzione della deviazione di tensione. Oltre al restringimento della banda, conviene utilizzare parametri del controllo proporzionale integrativo minori, quali ad esempio t_{amm} e $t_{min_fra_due_tap}$, in modo tale da aumentare il numero di tap eseguiti e minimizzare maggiormente la deviazione di tensione. Inoltre, si afferma che le migliori 5 soluzioni ottenute per ogni caso di sensitività sono tutte caratterizzate da $V_{sbarra_lato_BT}$ pari a 1 p.u. Quindi, si deduce che il metodo TOPSIS privilegia le soluzioni con un target uguale alla tensione di riferimento che è pari a 1 p.u.

Tra tutte le migliori soluzioni, quella con il minimo valore di deviazione di tensione e le minime perdite è ottenuta per il caso di sensitività 2. In particolare, la deviazione di tensione è $2.59 \cdot 10^{-4}$, le perdite totali sono 146.8 kWh e il numero di tap è 14. I parametri di ingresso più importanti utilizzati per ottenere questa soluzione sono: $V_{limi,min,PV}$ e $V_{limit,max,PV}$ pari a 0.90 p.u e 1.09 p.u, $V_{range,min,PV}$ e $V_{range,max,PV}$ uguali a 0.95 p.u e 1.08 p.u, $V_{sbarra_lato_BT}$ uguale a 1 p.u, t_{amm} e $t_{min\ fra\ due\ tap}$ pari a 2.7 minuti e 26.8 minuti.

Dopo aver analizzato le migliori soluzioni, si effettua un'analisi di sensitività utilizzando diverse configurazioni dei pesi e per ognuna di esse si valuta la migliore soluzione della classifica. Ad esempio, se si definiscono 20 terne di pesi differenti, si ottengono 20 migliori soluzioni diverse.

In Tabella 5-9, sono elencate le configurazioni dei pesi e le corrispondenti migliori soluzioni. Si nota che in questo caso l'indicatore *VDEF* è valutato solo nel periodo diurno poiché gli inverter di notte non regolano in quanto non hanno a disposizione potenza reattiva.

Tabella 5-9. Migliori soluzioni ottenute per ogni configurazione dei pesi (caso di sensitività 2 - periodo diurno)

Configurazione pesi	Peso VDEF	Peso P _{tot}	Peso N _{tap}	VDEF	P_{tot} (kWh)	N_{tap}
1	0.5	0.4	0.1	$2.59 \cdot 10^{-4}$	146.8	14
2	0.4	0.4	0.2	$3.18 \cdot 10^{-4}$	151.9	0
3	0.4	0.3	0.3	$3.18 \cdot 10^{-4}$	151.9	0
4	0.2	0.4	0.4	$3.30 \cdot 10^{-4}$	147.9	0
5	0.3	0.6	0.1	$3.26 \cdot 10^{-4}$	147.2	2
6	0.2	0.6	0.2	$3.34 \cdot 10^{-4}$	147.3	0
7	0.3	0.2	0.5	$3.18 \cdot 10^{-4}$	151.9	0
8	0.3	0.3	0.4	$3.18 \cdot 10^{-4}$	151.9	0
9	0.1	0.1	0.8	$3.18 \cdot 10^{-4}$	151.9	0
10	0.3	0.1	0.6	$3.03 \cdot 10^{-4}$	163.4	0
11	0.1	0.2	0.7	$3.30 \cdot 10^{-4}$	147.9	0
12	0.5	0.3	0.2	$3.11 \cdot 10^{-4}$	153.0	2
13	0.7	0.1	0.2	$3.03 \cdot 10^{-4}$	163.4	0
14	0.7	0.2	0.1	$2.59 \cdot 10^{-4}$	146.8	14
15	0.5	0.1	0.4	$3.03 \cdot 10^{-4}$	163.4	0
16	0.4	0.2	0.4	$3.07 \cdot 10^{-4}$	160.2	0
17	0.8	0.1	0.1	$2.59 \cdot 10^{-4}$	146.8	14
18	0.6	0.1	0.3	$3.03 \cdot 10^{-4}$	163.4	0
19	0.2	0.2	0.6	$3.18 \cdot 10^{-4}$	151.9	0
20	0.5	0.1	0.4	$3.03 \cdot 10^{-4}$	163.4	0

Dai risultati elencati in Tabella 5-9 si deduce che le soluzioni caratterizzate dal massimo numero di tap (14), presentano un valore minimo di VDEF. Il motivo di tale risultato è dovuto al peso attribuito alla funzione obiettivo N_{tap} , infatti esso è

pari a 0.1. Invece, se si aumenta il peso di N_{tap} , ad esempio si mette 0.8, si ottengono delle soluzioni con un numero di tap minore, quindi diminuisce l'usura dell'OLTC, ma la deviazione di tensione aumenta.

Le migliori soluzioni sono state calcolate anche nel caso in cui gli indicatori di tensione sono valutati per l'intera giornata, quindi nel periodo diurno e notturno. I risultati ottenuti sono elencati in Tabella 5-10.

Tabella 5-10. Migliori soluzioni ottenute per ogni configurazione dei pesi (caso di sensitività 2 - periodo diurno e notturno)

Configurazione pesi	Peso VDEF	Peso P _{tot}	Peso N _{tap}	VDEF	P_{tot} (kWh)	N_{tap}
1	0.5	0.4	0.1	$2.33 \cdot 10^{-4}$	153.9	8
2	0.4	0.4	0.2	$2.64 \cdot 10^{-4}$	149.0	0
3	0.4	0.3	0.3	$2.55 \cdot 10^{-4}$	155.7	0
4	0.2	0.4	0.4	$2.67 \cdot 10^{-4}$	147.9	0
5	0.3	0.6	0.1	$2.64 \cdot 10^{-4}$	147.6	2
6	0.2	0.6	0.2	$2.67 \cdot 10^{-4}$	147.9	0
7	0.3	0.2	0.5	$2.55 \cdot 10^{-4}$	155.7	0
8	0.3	0.3	0.4	$2.64 \cdot 10^{-4}$	149.0	0
9	0.1	0.1	0.8	$2.64 \cdot 10^{-4}$	149.0	0
10	0.3	0.1	0.6	$2.47 \cdot 10^{-4}$	162.8	0
11	0.1	0.2	0.7	$2.67 \cdot 10^{-4}$	147.9	0
12	0.5	0.3	0.2	$2.50 \cdot 10^{-4}$	157.0	2
13	0.7	0.1	0.2	$2.45 \cdot 10^{-4}$	170.9	0
14	0.7	0.2	0.1	$2.13 \cdot 10^{-4}$	147.4	14
15	0.5	0.1	0.4	$2.45 \cdot 10^{-4}$	170.9	0
16	0.4	0.2	0.4	$2.47 \cdot 10^{-4}$	162.8	0
17	0.8	0.1	0.1	$2.13 \cdot 10^{-4}$	147.4	14
18	0.6	0.1	0.3	$2.45 \cdot 10^{-4}$	170.9	0
19	0.2	0.2	0.6	$2.64 \cdot 10^{-4}$	149.0	0
20	0.5	0.1	0.4	$2.45 \cdot 10^{-4}$	170.9	0

Anche dai risultati elencati in Tabella 5-10, si deduce che un aumento del numero di tap provoca una diminuzione della deviazione di tensione. Tra tutte le soluzioni, quelle con il minimo valore di VDEF, sono caratterizzate da un N_{tap} elevato. Ad esempio, con la configurazione dei pesi numero 17 si ottiene un N_{tap} pari a 14 e una VDEF di $2.13 \cdot 10^{-4}$, avendo attribuito un peso di 0.1 a N_{tap} e 0.8 a VDEF. Se a N_{tap} si attribuisce un peso diverso, ad esempio 0.5 o 0.8, si ottiene un aumento della VDEF e una diminuzione del numero di tap eseguiti, come indicato ad esempio nella configurazione 7 e 9.

I risultati elencati in Tabella 5-9 e 5-10 dimostrano che le migliori soluzioni cambiano in funzione dei pesi attribuiti ad ogni funzione obiettivo. Nel caso in cui si vuole minimizzare maggiormente un parametro rispetto ad altri, conviene assegnare ad esso un peso maggiore, considerando che la somma dei pesi attribuiti ad ogni funzione obiettivo deve essere pari a 1.

Capitolo 6 167

Capitolo 6

6 Conclusioni

In questa tesi sono state analizzate due reti elettriche di bassa tensione trifase e squilibrate le quali sono caratterizzate da un'elevata presenza di generazione fotovoltaica. Per ognuna di esse sono stati calcolati i flussi di potenza tramite il metodo Backward Forward Sweep (BFS) ed è stata effettuata la regolazione di tensione tramite i seguenti dispositivi: On Load Tap Changer (OLTC), inverter fotovoltaici e Static Var Compensator (SVC). Questi ultimi due forniscono potenza reattiva induttiva o capacitiva per regolare la tensione nel nodo in cui sono collocati. Invece, l'OLTC, tramite un controllo proporzionale integrativo, modifica la posizione del tap del trasformatore MT/BT per ottenere il target di tensione desiderato.

Si nota che tutti i dispositivi regolano la tensione in maniera indipendente per ogni fase.

L'obiettivo è di valutare se l'utilizzo combinato dell'OLTC con altri dispositivi di regolazione, quali ad esempio gli inverter fotovoltaici, provoca un miglioramento dei risultati ottenuti, in termini di deviazione di tensione (VDEF), perdite totali della rete (P_{tot}) e numero di tap eseguiti (N_{tap}). Tra tutti gli indicatori, il più significativo è il VDEF che tiene conto della deviazione di tensione rispetto al valore di riferimento unitario (1 p.u).

È stata effettuata un'analisi di Pareto per determinare le soluzioni non dominate, ovvero quelle appartenenti al fronte di Pareto. Inoltre, è stato applicato il metodo TOPSIS per determinare la classifica delle migliori soluzioni della frontiera.

Infine, è stata eseguita un'analisi di sensitività per valutare come cambiano i risultati in funzione dei pesi attribuiti ad ogni funzione obiettivo.

Dai risultati delle simulazioni descritti nel capitolo 4, si evince che effettuando la regolazione mista tramite inverter e OLTC si ottengono i seguenti valori delle funzioni obiettivo: deviazione di tensione minima pari a $2.88 \cdot 10^{-4}$, perdite totali pari a 179.2 kWh e numero di tap settimanali pari a 2. Invece, se si regola solo tramite inverter, la deviazione di tensione è pari a $3.0 \cdot 10^{-4}$ e le perdite totali sono 177.7 kWh. Confrontando i risultati ottenuti, si afferma che la regolazione mista implica una diminuzione della deviazione di tensione del 4.16% e un aumento delle perdite dello 0.8%. Si nota che il numero di tap eseguiti ($N_{tap} = 2$) è stato ottenuto con un valore di t_{amm} (tempo ammissibile violazione tensione) pari a 20 minuti e $t_{min_fra_due_tap}$ (tempo minimo fra due tap) di 30 minuti. Se si utilizzano valori

minori, ad esempio t_{amm} pari a 5 minuti e $t_{min_fra_due_tap}$ uguale a 20 minuti, come è stato fatto per la migliore soluzione (numero 1) del caso di sensitività 1 (vedasi Tabella 5-4), si ottiene un incremento del numero di tap, infatti si passa da 2 a 8 tap settimanali, e una diminuzione delle perdite totali da 177.7 kWh a 160.8 kWh.

I risultati delle simulazioni dimostrano che le potenzialità della regolazione tramite OLTC vengono esaltate nel caso in cui si utilizzano valori minori di t_{amm} e $t_{min_fra_due_tap}$.

Complessivamente, si deduce che regolando tramite inverter e OLTC si ottengono risultati migliori rispetto ad altre tipologie di regolazione, tra cui quella distribuita tramite inverter.

Per quanto concerne i risultati ottenuti effettuando l'analisi di sensitività, si afferma che per ridurre maggiormente la deviazione di tensione, conviene utilizzare dei parametri del controllo proporzionale integrativo minori e restringere la banda di regolazione delimitata da $V_{range,min,PV}$ e $V_{range,max,PV}$.

In conclusione, dopo aver effettuato diverse tipologie di regolazione, un'analisi di Pareto e di sensitività, si afferma che l'aumento del numero di tap (N_{tap}) provoca una diminuzione della deviazione di tensione. Si nota che N_{tap} non deve essere troppo elevato per evitare di sollecitare eccessivamente i componenti interni dell'OLTC, aumentare i costi di manutenzione e ridurre la durata di vita del dispositivo.

Capitolo 7

7 Bibliografia

[1] Norma tecnica IEEE 1547, "IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems", The institute of Electrical and Electronics Engineers, Luglio 2003.

- [2] J. Martani, "Confronto di tecniche di regolazione della tensione con inverter fotovoltaici e sistemi centralizzati", Tesi di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica, Politecnico di Torino, 2018.
- [3] Norma tecnica CEI 0-21, "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica", Comitato Elettrotecnico Italiano, Aprile 2019.
- [4] A. Bettanin, "Impiego di trasformatori con variatore sottocarico in reti di bassa tensione attive", Tesi di Laurea Magistrale in Ingegneria dell'Energia Elettrica, Università degli studi di Padova, 2017.
- [5] International Renewable Energy Agency (IRENA), "www.irena.org", https://www.irena.org/publications/2020/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2019.
- [6] International Renewable Energy Agency (IRENA), "Renewable Power Generation costs in 2019", 2020.
- [7] A. Ciocia, V. A. Boicea, G. Chicco, P. Di Leo, A. Mazza, E. Pons, F. Spertino e N. Hadj-Said, "Voltage Control in Low-Voltage Grids Using Distributed Photovoltaic Converters and Centralized Devices", IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 55 (1), pp. 225-237, Febbraio 2019.
- [8] Terna, "www.terna.it", https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/dispacciamento/fonti-rinnovabili.
- [9] P. Di Leo e F. Spertino, materiale didattico dell'insegnamento "Progettazione di impianti elettrici", A.A. 2019/2020.
- [10] F. L. Jhee, A. R. Nasrudin e A.-T. Yusuf A, "Performance of Dual-Axis Solar Tracker versus Static Solar System by Segmented Clearness Index in Malaysia", Hindawi Publishing Corporation International Journal of Photoenergy, vol. 2013, pp. 1-14, Ottobre 2013.

[11] M. Campinoti, "Studio applicativo sullo sfruttamento dell'energia solare con dimensionamento di un impianto innovativo a collettori parabolici composti", Tesi di Laurea Specialistica in Ingegneria Meccanica, Università degli studi di Pisa, 2011.

- [12] IMP.E, "www.impesrl.it", https://www.impesrl.it/it/energie-rinnovabili/rea-lizzazione-impianti-fotovoltaici.html.
- [13] Sito web, "www.electricaltechnology.org", https://www.electricaltechnology.org/2019/10/difference-between-conductor-semiconductor-insulator.html.
- [14] M. Ragazzoni, "Progetto di un impianto fotovoltaico ad isola", Tesi di Laurea Triennale in Elettronica Industriale, Università di Bologna, 2012.
- [15] R. Griesi, "Sistema automatico di misura della caratteristica I-V di generatori fotovoltaici operanti fino a 1500 VDC", Tesi di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica, Politecnico di Torino, 2018.
- [16] M. Bonini, "Impianti solari fotovoltaici", http://massimombonini.studio-mbm.it/pdf%20Energie%20alternative/Fotovoltaico.pdf.
- [17] A. Di Naro, "Analisi delle correnti di dispersione nei sistemi fotovoltaici", Tesi di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica, Politecnico di Torino, 2017.
- [18] D. Zhang, J. Li e D. Hui, "Coordinated control for voltage regulation of distribution network voltage regulation by distributed energy storage systems", Protection and Control of Modern Power Systems, vol. 3 (1), pp. 1-8, 2018.
- [19] M. Todorovski, "Transformer Voltage Regulation-Compact Expression Dependent on Tap Position and Primary/Secondary Voltage", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 29 (3), pp. 1516-517, Giugno 2014.
- [20] A. Selim, M. Abdel-Akher, M. M. Aly, S. Kamel e T. Senjyu, "Fast quasistatic time-series analysis and reactive power control of unbalanced distribution systems", International Transactions on Electrical Energy Systems, vol. 29 (1), pp. 1-14, 2019.
- [21] M. Chamana, B. H. Chowdhury e F. Jahanbakhsh, "Distributed Control of Voltage Regulating Devices in the Presence of High PV Penetration to Mitigate Ramp-Rate Issues", IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 9 (2), pp. 1086-095, Marzo 2018.
- [22] N. Daratha, B. Das e J. Sharma, "Coordination Between OLTC and SVC for Voltage Regulation in Unbalanced Distribution System Distributed Generation", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 29 (1), pp. 289-99, Gennaio 2014.

[23] J. Ma, H. Ye, Z. Li, P. Han, Z. Lin e J. Shi, "Research on Source-Network Coordination Voltage Control Strategy of Photovoltaic Power Plant Considering the Stability of Inverter Port Voltage", E3S Web of Conferences, vol. 143, pp. 1-7, 2019.

- [24] M. D. Elham, H. Hany, A. Ahmed e E.-D. Soliman, "Reactive power control of three-phase low voltage system based on voltage to increase PV penetration levels", Ain Shams Engineering Journal, vol. 9 (4), pp. 1831-837, Dicembre 2018.
- [25] F. Ding e M. Baggu, "Coordinated Use of Smart Inverters with Legacy Voltage Regulating Devices in Distribution Systems with High Distributed PV Penetration - Increase CVR Energy Savings", IEEE Transactions on Smart Grid, pp. 1-10, 2018.
- [26] V. B. Pamshetti e S. P. Singh, "Optimal coordination of PV Smart Inverter and traditional volt-VAR control devices for energy cost savings and voltage regulation", International Transactions on Electrical Energy Systems, vol. 29 (7), pp. 1-24, Marzo 2019.
- [27] C. Manohar e C. Bradul H, "Optimal Voltage Regulation of Distribution Networks With Cascaded Voltage Regulators in the Presence of High PV Penetration", IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 9 (3), pp. 1427-436, Luglio 2018.
- [28] R. Tonkoski, L. A. C. Lopes e T. H. M. EL-Fouly, "Droop-based Active Power Curtailment for Overvoltage Prevention in Grid Connected PV Inverters", IEEE International Symposium on Industrial Electronics, pp. 2388-393, Novembre 2010.
- [29] A. M. Howlader, S. Sadoyama, L. R. Roose e S. Sepasi, "Distributed voltage regulation using Volt-Var controls of a smart PV inverter in a smart Grid: An experimental study", Renewable Energy, vol. 127, pp. 145-57, Aprile 2018.
- [30] A. M. Howlader, S. Sadoyama, L. R. Roose e S. Sepasi, "Distributed Voltage Control Method Using Volt-Var Control Curve of Photovoltaic inverter for a Smart Power Grid System", IEEE 12th International Conference on Power Electronics and Drive Systems (PEDS), pp. 630-34, Dicembre 2017.
- [31] Z. Zhang, Y. Mishra, C. Dou, D. Yue, B. Zhang e Y.-C. Tian, "Steady-State Voltage Regulation With Reduced Photovoltaic Power Curtailment", IEEE Journal of Photovoltaics, vol. 10 (6), pp. 1853-863, Novembre 2020.
- [32] F. Marra, Y. Guangya, C. Traeholt, J. Ostergaard e E. Larsen, "A Decentralized Storage Strategy for Residential Feeders With Photovoltaics", IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 5 (2), pp. 974-81, Marzo 2014.
- [33] M. N. Kabir, Y. Mishra, G. Ledwich, Z. Y. Dong e K. P. Wong, "Coordinated Control of Grid-Connected Photovoltaic Reactive Power and Battery Energy

Storage Systems to Improve the Voltage Profile of a Residential Distribution Feeder", IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 10 (2), pp. 967-77, Maggio 2014.

- [34] N. Mahmud e A. Zahedi, "Review of control strategies for voltage regulation of the smart distribution network with high penetration of renewable distributed generation", Renewable & Sustainable Energy Reviews, vol. 64, pp. 582-95, Ottobre 2016.
- [35] L. Wang, R. Yan e T. K. Saha, "Voltage regulation challenges with unbalanced PV integration in low voltage distribution systems and the corresponding solution", Applied Energy, vol. 256, pp. 1-8, Dicembre 2019.
- [36] L. Wan, R. Yan, F. Bai, T. Saha e K. Wang, "A Distributed Inter-Phase Coordination Algorithm for Voltage Control With Unbalanced PV Integration in LV Systems", IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 11 (4), pp. 2687-697, Ottobre 2020.
- [37] F. H.Gandoman, A. Ahmadi, A. Sharaf, P. Siano, J. Pou, B. Hredzak e V. Agelidis, "Review of FACTS technologies and applications for power quality in smart grids with renewable energy systems", Renewable & Sustainable Energy Reviews, vol. 82 (1), pp. 502-514, Febbraio 2018.
- [38] M. Santagiuliana, "Modelli per la compensazione dei disturbi dei forni ad arco tramite SVC", Tesi di Laurea Specialistica in Ingegneria Elettrotecnica, 2011.
- [39] R. Bojoi, materiale didattico dell'insegnamento "Elettronica Industriale di potenza", Politecnico di Torino, A.A. 2017/2018.
- [40] M. Aghahassani, "Voltage regulation by means of storage device in LV feeder using OpenDSS interfacing with MATLAB", Tesi di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica, Politecnico di Milano, 2017.
- [41] A. Hariri e M. Faruque, "A Hybrid Simulation Tool for the Study of PV Integration Impacts on Distribution Networks", IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 8 (2), pp. 648-57, Aprile 2017.
- [42] G. Chicco, materiale didattico dell'insegnamento "Distribuzione e utilizzazione dell'energia elettrica", Politecnico di Torino, A.A. 2019/2020.
- [43] E. Cavanna, "Calcolo dei flussi di potenza in reti trifase squilibrate", Tesi di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica, Politecnico di Torino, 2014.
- [44] W. H. Kersting, "Distribution System Modeling and Analysis", Taylor & Francis, Luglio 2017.