

POLITECNICO DI MILANO



V Facoltà di Ingegneria
Corso di Laurea Specialistica in Ingegneria dell'Automazione

Controllo di tensione nelle reti di distribuzione MT in presenza di generazione distribuita

Relatore: Chiar.mo Prof. Sergio Bittanti

Correlatori: Ing. Antonio Guagliardi

Ing. Carlo Sandroni

Tesi di Laurea di:

Luca Abelli, Matr. 740072

Andrea Lupo Pasinetti, Matr. 735207

Anno Accademico 2009-2010

“The theory is when we know how things work but don't work. Practice is when things work but don't know why. We have combined the theory and practice: now things don't work anymore and we don't know why!”

(La teoria è quando si sa tutto e niente funziona. La pratica è quando tutto funziona e nessuno sa il perché. Noi abbiamo messo insieme la teoria e la pratica: ora non c'è niente che funziona e nessuno sa il perché!)

A. Einstein

Ringraziamenti

I primi ringraziamenti che vogliamo esprimere vanno senza dubbio all'Ing. Carlo Sandroni e all'Ing. Silvano Spelta che sono state le persone che più di tutti, fin dall'inizio, ci hanno seguito durante questo progetto. È sicuramente anche grazie a loro e alle loro conoscenze che siamo arrivati a risultati che da soli non saremmo riusciti ad ottenere. I più sentiti ringraziamenti vanno anche all'Ing. Antonio Guagliardi e all'Ing. Antonio De Marco che, grazie alla loro enorme esperienza nel campo, sono stati di fondamentale aiuto. Vogliamo ringraziarli soprattutto per l'aiuto fornitoci a comprendere importanti argomenti e aspetti del problema, che andavano oltre la nostra attuale preparazione e per averci dedicato molto del loro tempo.

Doverosi sono anche i ringraziamenti nei confronti del Prof. Sergio Bittanti per averci fornito l'argomento per l'elaborato, i contatti ed un adeguato supporto per poterlo svolgere.

Un ringraziamento va anche a RSE, presso cui è stato svolto lo stage finalizzato alla stesura della tesi, che ci ha garantito le strutture e il supporto necessario.

Non possiamo non ringraziare anche tutti i nostri "compagni automatici", con i quali abbiamo affrontato questi cinque lunghi anni tra i banchi del Poli. Grazie quindi ragazzi per aver reso più piacevole, ed a volte meno dura, questa avventura.

Desideriamo infine ringraziare i nostri genitori che ci hanno sempre aiutato e spronato allo studio, senza i quali non sarebbe mai stato possibile arrivare fino a qui e tutti gli amici e le persone care che ci sono state vicino in questi anni.

Abstract

Il presente elaborato si pone l'obiettivo di proporre ed analizzare innovative tecniche di controllo di tensione per reti elettriche di distribuzione MT, caratterizzate da una forte presenza di generazione distribuita. Il progetto di tesi è stato svolto in collaborazione con RSE – Ricerca sul Sistema Energetico S. p. A., tramite stage aziendale presso la sede di Milano.

La problematica del controllo di tensione nelle reti MT è di estrema attualità, poiché da alcuni anni le reti elettriche di questo tipo stanno passando da una situazione in cui erano reti puramente passive ad una situazione di reti attive, caratterizzate al loro interno da una forte presenza di generazione distribuita (GD). Un'ampia penetrazione all'interno delle reti di media tensione da parte della GD porterebbe sicuramente notevoli vantaggi tuttavia potrebbe causare problemi alle attuali reti MT pensate e progettate per un utilizzo differente. Si rendono dunque necessarie nuove tecniche di controllo e gestione della rete di distribuzione finalizzate a massimizzare la penetrazione di GD garantendo contestualmente standard adeguati in termini di affidabilità, sicurezza e qualità del servizio di connessione e di fornitura dell'energia elettrica.

Saranno quindi proposte tre innovative tecniche di controllo basate sull'utilizzo della potenza reattiva prodotta dai generatori, che riescono a migliorare i profili di tensione e minimizzano lo scambio di potenza reattiva con la rete in alta tensione (AT). La prima architettura di controllo è un semplice controllo di tensione locale decentralizzato. La seconda invece è un controllo centralizzato, basato sull'utilizzo di un algoritmo di ottimizzazione e necessita di molte misure e informazioni prelevate dalla rete. Infine il terzo, denominato controllo coordinato, agisce su due differenti livelli gerarchici: il livello superiore utilizza un algoritmo di ottimizzazione, mentre il secondo livello si basa sul concetto di matrice di sensitività. Tra tutte quelle proposte la soluzione che permette di ottenere i risultati migliori sarà quella denominata controllo coordinato.

Indice

Indice delle figure	iii
Indice delle tabelle	ix
1. Introduzione	1
2. Trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica.....	3
2.1 Reti AT di trasmissione	4
2.1.1 Interfacciamento reti AT/MT.....	5
2.2 Reti MT di distribuzione.....	6
2.2.1 Carichi.....	7
2.2.2 Generatori	12
2.2.3 Le linee.....	19
3. Problema del controllo di tensione	23
3.1 Problematiche riguardanti l'impatto della GD sulla rete	25
3.1.1 Funzionamento in isola indesiderata.....	26
3.1.2 Armoniche.....	28
3.1.3 Flicker	28
3.1.4 Buchi di tensione.....	28
3.1.5 Variazioni rapide di tensione	29
3.2 Impatto sulle perdite di potenza in rete.....	29
4. Tecniche di controllo di tensione reti MT passive.....	33
4.1 Tap changer.....	33
4.2 Limiti del Tap Changer nelle reti attive	35
4.2.1 Impatto della GD sulla regolazione a compensazione di corrente.....	37
4.2.2 Impatto della GD sulla regolazione a tensione costante	41
5. Approcci di controllo nelle reti attive	43

5.1	Stimatore dello stato e misure dalla rete	43
5.1.1	Peculiarità dei sistemi di distribuzione	46
5.1.2	Pseudo misure	47
5.1.3	Tecniche di load modelling ed elaborazione delle pseudo misure	48
5.2	Utilizzo della potenza reattiva dei generatori	49
5.2.1	Controllo locale decentralizzato	50
5.2.2	Ottimizzazione	53
5.2.3	Sensitività.....	55
5.2.4	Controllo coordinato	71
6.	Modelli di simulazione	77
6.1	Introduzione all'ambiente di sviluppo	77
6.1.1	Loadflow	77
6.2	Transitori di simulazione	80
6.2.1	Caso non controllato	92
6.2.2	Controllo con TAP changer	95
6.2.3	Controllo con TAP changer – 2	98
6.2.4	Controllo locale decentralizzato	98
6.2.5	Controllo con ottimizzatore	101
6.2.6	Controllo coordinato	108
7.	Conclusioni	135
7.1	Sviluppi futuri	136
8.	Bibliografia	137
	Appendice	139
A.1	Modello matematico delle reti elettriche	139
A.1.1	Il calcolo dei flussi di potenza	140
A.1.2	Richiami sulla soluzione numerica dei sistemi di equazioni non lineari	142
A.2	Matpower	145
A.3	Specifiche rete utilizzata	147
	Bibliografia appendice	150

Indice delle figure

Figura 2.1 - Generazione distribuita e interfacciamento con rete AT, MT e BT.....	3
Figura 2.2 - Struttura a isola della rete AT	4
Figura 2.3 - Sbarra AT di una cabina primaria	6
Figura 2.4 - Generazione lorda di energia elettrica da GD suddivisa nelle diverse fonti ..	13
Figura 2.5 - Generazione lorda di energia elettrica nell'ambito della produzione nazionale suddivisa nelle diverse fonti.....	14
Figura 2.6 - Ripartizione, a seconda del livello di tensione, del numero di sezioni di impianti di GD connesse.....	14
Figura 2.7 - Ripartizione, a seconda del livello di tensione, della potenza prodotta da impianti di GD connesse.....	15
Figura 2.8 - Ripartizione, a seconda del livello di tensione, dell'energia elettrica immessa dagli impianti di produzione in GD	15
Figura 2.9 - Generatori eolici tripala ad asse orizzontale	16
Figura 2.10 - Schema di controllo di un generatore eolico doubly fed prodotto da ABB.	17
Figura 2.11 - Impianto fotovoltaico connesso alla rete MT.....	17
Figura 2.12 - Impianto a recupero per la produzione di aria calda	19
Figura 2.13 - Schema di funzionamento di una microturbina a gas	19
Figura 2.14 - Schema linee aeree rete MT	20
Figura 2.15 - Struttura di una rete interrata.....	20
Figura 2.16 - Esempi modelli a parametri concentrati per una linea elettrica	21
Figura 3.1 - Ciclo standard dell'energia elettrica	24
Figura 3.2 - Provvedimenti da adottare rispetto alla generazione distribuita	25
Figura 3.3 - Schema di collegamento di un impianto di produzione funzionante in parallelo alla rete.....	27

Figura 4.1 - Esempio di rete MT.....	36
Figura 4.2 - Esempio rete passiva.....	37
Figura 4.3 - Profilo di tensione rete passiva.....	38
Figura 4.4 - Profilo di tensione rete passiva con controllo del VSC.....	38
Figura 4.5 - Configurazione della rete in presenza di GD.....	39
Figura 4.6 - Profilo di tensione in presenza di GD.....	40
Figura 4.7 - Profilo di tensione in presenza di GD e controllo a compensazione di corrente attivo.....	40
Figura 5.1 - Intervallo utile per l'algoritmo di controllo.....	46
Figura 5.2 - Andamento profilo utenza generica nel caso previsto e reale.....	49
Figura 5.3 - Sistema di controllo decentralizzato.....	50
Figura 5.4 - Controllore PI utilizzato nel controllo decentralizzato.....	51
Figura 5.5 - Andamento del guadagno del regolatore (K).....	51
Figura 5.6 - Andamento del guadagno del regolatore in presenza di deadzone.....	52
Figura 5.7 - Esempio di numerazione dei nodi e dei rami di una rete.....	56
Figura 5.8 - Convenzioni utilizzate per le potenze attive e reattive.....	59
Figura 5.9 - Schema a blocchi del controllo mediante matrice di sensitività.....	65
Figura 5.10 - Andamento dell'errore massimo al variare della potenza dei generatori.....	67
Figura 5.11 - Andamento dell'errore medio al variare della potenza dei generatori.....	68
Figura 5.12 - Andamento dell'errore massimo al variare della potenza assorbita dai carichi.....	68
Figura 5.13 - Andamento dell'errore medio al variare della potenza assorbita dai carichi.....	69
Figura 5.14 - Schema a blocchi del controllo coordinato.....	72
Figura 5.15 - Schema a blocchi del controllo secondario.....	74
Figura 6.1 - Schematizzazione classica del bus della rete.....	78
Figura 6.2 - Topologia della rete analizzata.....	81
Figura 6.3 - Andamenti in p.u. delle potenze nominali, attive e reattive, assorbite dai carichi.....	82
Figura 6.4 - Andamento della potenza attiva totale assorbita dalla rete.....	82
Figura 6.5 - Profilo di potenza attiva generata dai TG.....	83
Figura 6.6 - Profilo realistico di potenza attiva generata dagli eolici.....	83
Figura 6.7 - Profilo di potenza attiva generata dagli eolici, studiato appositamente per creare una situazione critica nella rete.....	84

Figura 6.8 - Capability relativa ai generatori turbogas	84
Figura 6.9 - Capability relativa ai generatori eolici	85
Figura 6.10 - Potenza generata rispetto a potenza assorbita nel caso di vento random.....	85
Figura 6.11 - Potenza generata rispetto a potenza assorbita nel caso di vento critico.....	86
Figura 6.12 - Profilo di tensione nel primo nodo nel caso di carichi a potenza costante ..	87
Figura 6.13 - Tensione nel primo nodo della rete, confronto tra i diversi modelli dei carichi.....	88
Figura 6.14 - Tensione nel primo nodo della rete, zoom sulle prime ore della notte	89
Figura 6.15 - Tensione nel primo nodo della rete, zoom sulle prime ore del mattino.....	89
Figura 6.16 – Tensione nel nodo 32 della rete, confronto tra i diversi modelli dei carichi	90
Figura 6.17 - Tensione nel primo nodo della rete, zoom sulle prime ore del mattino.....	90
Figura 6.18 - Dinamica dei generatori dopo un'azione di controllo	92
Figura 6.19 - Errore di tensione medio percentuale per il feeder 1	93
Figura 6.20 - Errore di tensione medio percentuale per il feeder 2	93
Figura 6.21 - Errore massimo di tensione in ogni nodo del feeder 1	94
Figura 6.22 - Errore massimo di tensione in ogni nodo del feeder 2.....	94
Figura 6.23 - Errore di tensione medio percentuale per il feeder 1 con controllo del Tap changer.....	96
Figura 6.24 - Errore di tensione medio percentuale per il feeder 2 con controllo del Tap changer.....	96
Figura 6.25 - Errore massimo di tensione in ogni nodo per il feeder 1 con controllo del Tap changer.....	97
Figura 6.26 - Errore massimo di tensione in ogni nodo per il feeder 2 con controllo del Tap changer.....	97
Figura 6.27 - Punti di funzionamento di un generatore turbogas al variare dell'ampiezza della deadzone.....	99
Figura 6.28 - Punti di funzionamento di un generatore eolico al variare dell'ampiezza della deadzone.....	99
Figura 6.29 - Errore medio percentuale al variare dell'ampiezza della deadzone in ogni nodo del feeder 1.....	100
Figura 6.30 - Errore medio percentuale al variare dell'ampiezza della deadzone in ogni nodo del feeder 2.....	100

Figura 6.31 - Errore medio di tensione in ogni nodo per il feeder 1 con ottimizzatore e pesi $C_1=1$ $C_2=0$	102
Figura 6.32 - Errore medio di tensione in ogni nodo per il feeder 2 con ottimizzatore e pesi $C_1=1$ $C_2=0$	103
Figura 6.33 - Interventi del tap changer.....	103
Figura 6.34 - Errore massimo di tensione in ogni nodo per il feeder 1 con ottimizzatore e pesi $C_1=1$ $C_2=0$	104
Figura 6.35 - Errore massimo di tensione in ogni nodo per il feeder 2 con ottimizzatore e pesi $C_1=1$ $C_2=0$	105
Figura 6.36 - Errore medio di tensione in ogni nodo per il feeder 1 con ottimizzatore e pesi $C_1=0$ $C_2=1$	106
Figura 6.37 - Errore medio di tensione in ogni nodo per il feeder 2 con ottimizzatore e pesi $C_1=0$ $C_2=1$	106
Figura 6.38 - Errore medio di tensione in ogni nodo per il feeder 1 con ottimizzatore e pesi $C_1=0$ $C_2=1$	107
Figura 6.39 - Errore medio di tensione in ogni nodo per il feeder 2 con ottimizzatore e pesi $C_1=0$ $C_2=1$	107
Figura 6.40 - Errore medio di tensione in ogni nodo per il feeder 1 controllo coordinato e pesi $C_1=1$ $C_2=0$	109
Figura 6.41 - Errore medio di tensione in ogni nodo per il feeder 2 controllo coordinato e pesi $C_1=1$ $C_2=0$	109
Figura 6.42 - Inseguimento del set point di tensione, con controllo coordinato $C_1=1$ $C_2=0$ e situazione di vento casuale.....	110
Figura 6.43 - Errore medio di tensione in ogni nodo per il feeder 1 controllo coordinato e pesi $C_1=0$ $C_2=1$	111
Figura 6.44 - Errore medio di tensione in ogni nodo per il feeder 2 controllo coordinato e pesi $C_1=0$ $C_2=1$	111
Figura 6.45 - Errore massimo di tensione in ogni nodo per il feeder 1 controllo coordinato e pesi $C_1=0$ $C_2=1$	112
Figura 6.46 - Errore massimo di tensione in ogni nodo per il feeder 2 controllo coordinato e pesi $C_1=0$ $C_2=1$	112
Figura 6.47 - Voltage headroom controllo coordinato.....	113
Figura 6.48 - Diagramma vettoriale per il calcolo della caduta di tensione industriale ..	114

Figura 6.49 - Potenza iniettabile nel nodo 26 della rete con controllo coordinato	115
Figura 6.50 - Voltage headroom controllo con Tap changer	116
Figura 6.51 - Potenza iniettabile nel nodo 26 della rete con controllo sul tap changer ...	116
Figura 6.52 - Errore medio di tensione per il feeder 1 con bassa richiesta e bassa generazione con i due cotrolli	118
Figura 6.53 - Errore medio di tensione per il feeder 2 con bassa richiesta e bassa generazione con i due controlli	118
Figura 6.54 - Potenza iniettabile nella rete controllata con azione sul tap changer in situazione di alti carichi e bassa generazione	119
Figura 6.55 - Potenza iniettabile nella rete con controllo coordinato in situazione di alti carichi e bassa generazione	119
Figura 6.56 - Voltage headroom in situazione di bassi carichi e alta generazione con controllo sul tap changer	121
Figura 6.57 - Voltage headroom in situazione di bassi carichi e alta generazione con controllo coordinato	121
Figura 6.58 - Potenza iniettabile nella rete con controllo sul tap changer in situazione di bassi carichi e alta generazione	122
Figura 6.59 - Potenza iniettabile nella rete con controllo coordinato in situazione di bassi carichi e alta generazione	122
Figura 6.60 – Errore di tensione medio percentuale in ogni nodo per il feeder 1, controllo coordinato con azione secondaria decentralizzata e pesi $C_1=1$ $C_2=0$	124
Figura 6.61 - Errore di tensione medio percentuale in ogni nodo per il feeder 2, controllo coordinato con azione secondaria decentralizzata e pesi $C_1=1$ $C_2=0$	124
Figura 6.62 - Potenza reattiva scambiata con la rete AT in percentuale rispetto alla potenza reattiva totale richiesta dalla rete nelle due differenti architetture di controllo..	125
Figura 6.63 - Risultati con controllo coordinato e azione secondaria decentralizzata, pesi $C_1=0$ $C_2=1$	125
Figura 6.64 - Errore di tensione medio percentuale in ogni nodo per il feeder 1, controllo coordinato con azione secondaria decentralizzata e pesi $C_1=0$ $C_2=1$	126
Figura 6.65 - Errore di tensione medio percentuale in ogni nodo per il feeder 2, controllo coordinato con azione secondaria decentralizzata e pesi $C_1=0$ $C_2=1$	126
Figura 6.66 - Potenza reattiva generata dal GD4 utilizzando la matrice di sensitività e il controllo secondario decentralizzato.....	127

Figura 6.67 - Potenza reattiva generata dal GD4 utilizzando la matrice di sensitività e il controllo secondario decentralizzato.....	127
Figura 6.68 - Potenze reattive prodotte da GD4 e GD5 con controllo secondario decentralizzato e carichi e generatori al 50% delle condizioni nominali.....	128
Figura 6.69 - Potenze reattive prodotte da GD4 e GD5 con controllo secondario che utilizza la matrice di sensitività e carichi e generatori al 50% delle condizioni nominali	129
Figura 6.70 - Potenza reattiva scambiata con la rete AT rispetto alla potenza reattiva totale richiesta dalla rete nelle due differenti architetture di controllo con carichi e generatori al 50% delle condizioni nominali	130
Figura 6.71 - Potenze reattive prodotte da GD4 e GD5 con controllo secondario decentralizzato e carichi e generatori al 20% delle condizioni nominali.....	131
Figura 6.72 - Potenze reattive prodotte da GD4 e GD5 con controllo secondario che utilizza la matrice di sensitività e carichi e generatori al 20% delle condizioni nominali	131
Figura 6.73 - Potenza reattiva scambiata con la rete AT rispetto alla potenza reattiva totale richiesta dalla rete nelle due differenti architetture di controllo con carichi e generatori al 20% delle condizioni nominali	132
Figura A.1 - Schema unifilare della rete test di riferimento	147

Indice delle tabelle

Tabella 2.1 - Carichi tipici nelle reti MT	8
Tabella 2.2 - Valori tipici dei parametri del modello esponenziale per alcuni tipi di carico	9
Tabella 2.3 - Tipici carichi dinamici.....	11
Tabella 2.4 - Dati tipici dei conduttori presenti in reti MT.....	21
Tabella 6.1 - Risultati caso non controllato	92
Tabella 6.2 - Risultati del controllo con Tap changer e GD a $\cos\phi$ pari a 0.9.....	95
Tabella 6.3 - Risultati del controllo con Tap changer e GD a $\cos\phi$ unitario	98
Tabella 6.4 - Risultati del controllo locale decentralizzato.....	98
Tabella 6.5 - Risultati con ottimizzatore e pesi $C_1=1$ $C_2=0$	102
Tabella 6.6 - Confronto tra la situazione di vento critico e vento realistico in presenza ed in assenza dell'azione del Tap changer	104
Tabella 6.7 - Risultati con ottimizzatore e pesi $C_1=0$ $C_2=1$	105
Tabella 6.8 – Risultati con ottimizzatore e pesi bilanciati	108
Tabella 6.9 - Risultati controllo coordinato e pesi $C_1=1$ $C_2=0$	108
Tabella 6.10 - Risultati controllo coordinato e pesi $C_1=0$ $C_2=1$	110
Tabella 6.11 - Risultati controllo coordinato con pesi bilanciati.....	113
Tabella 6.12 - Risultati rete con bassa richiesta e bassa generazione	117
Tabella 6.13 - Risultati rete con bassa richiesta e bassa generazione	117
Tabella 6.14 - Risultati rete con bassa richiesta e bassa generazione	120
Tabella 6.15 - Risultati con controllo coordinato e azione secondaria decentralizzata, pesi $C_1=1$ $C_2=0$	123
Tabella 6.16 - Energia persa nella rete nelle diverse condizioni studiate.....	133
Tabella 6.17 - Risparmio di energia utilizzando la matrice di sensitività rispetto ai PI ..	133

Tabella A.1 – Dati salienti delle linee della rete test di riferimento	148
Tabella A.2 - Dati salienti della cabina primaria della rete test di riferimento.....	148
Tabella A.3 - Dati salienti delle utenze attive e passive connesse alla rete test di riferimento.....	149

1. Introduzione

Oramai da alcuni anni il panorama elettrico nazionale ed internazionale sta subendo una continua mutazione, relativa soprattutto alle reti di distribuzione in media tensione (MT). Queste ultime stanno passando da una situazione in cui erano reti puramente passive, in cui alla rete erano allacciati esclusivamente dei carichi (residenziali, industriali, etc...), a una situazione di reti attive caratterizzate al loro interno da una forte presenza di generazione distribuita (GD). Tale fenomeno è favorito da diversi aspetti quali le migliori prestazioni degli impianti di generazione di piccola taglia, la liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e gli incentivi per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili e cogenerazione (anche in conseguenza della sottoscrizione del protocollo di Kyoto). Il Parlamento Europeo ha infatti recentemente approvato il pacchetto clima-energia, volto a conseguire gli obiettivi che l'UE si è fissata per il 2020: ridurre del 20% le emissioni di gas a effetto serra, portare al 20% il risparmio energetico e aumentare al 20% il consumo di fonti rinnovabili. Un'ampia penetrazione all'interno delle reti di media tensione, già quasi sature, da parte della GD porterebbe sicuramente notevoli vantaggi tuttavia potrebbe causare problemi alle attuali reti MT pensate e progettate per un utilizzo differente. Le problematiche relative ad un'intensa penetrazione di GD sono principalmente di tre tipi:

- L'influenza degli impianti di generazione sulla regolazione di tensione;
- Il livello delle correnti di corto circuito nella rete (aumentato dalla presenza della GD) e in generale le problematiche legate alle procedure e ai dispositivi di protezione delle reti stesse;
- I limiti termici di potenza transitante sui singoli tratti di linea.

Tralasciando gli ultimi due aspetti, di cui si può trovare un'ampia analisi in letteratura [1][2], all'interno di questa tesi verrà posta l'attenzione sulle problematiche legate al

mantenimento di adeguati valori di tensione in ogni nodo della rete di distribuzione, al variare della potenza assorbita dai carichi e in generale delle condizioni di lavoro degli impianti di generazione allacciati. Si rendono dunque necessarie nuove tecniche di controllo e gestione della rete di distribuzione finalizzate a massimizzare la penetrazione di GD garantendo contestualmente standard adeguati in termini di affidabilità, sicurezza e qualità del servizio di connessione e di fornitura dell'energia elettrica. La rete di distribuzione, che era stata inizialmente pensata per un esercizio puramente passivo, dovrà quindi trasformarsi gradualmente in un sistema intelligente (smart), affidabile e sostenibile [3].

La tesi è così strutturata: nel secondo capitolo sono descritte in generale le reti di trasmissione in alta tensione e le reti di distribuzione in media tensione, con particolare attenzione su quest'ultime. Vi è anche una presentazione dei principali carichi e generatori a esse allacciati e delle caratteristiche delle linee che le compongono. Nel terzo capitolo sono enunciate le problematiche legate al controllo di tensione nelle reti di distribuzione in presenza di generazione distribuita, mentre nel quarto capitolo sono presentate le tecniche classiche di controllo attualmente utilizzate ed i loro limiti. Infine nel quinto capitolo sono presentate delle innovative tecniche di controllo per le reti attive e nel sesto capitolo sono mostrati i risultati ottenuti con tali sistemi di controllo, applicati ad una rete di test realistica con relativi vantaggi e svantaggi rispetto ad un controllo più classico.

2. Trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica

Generalmente il sistema elettrico si suddivide in rete di trasmissione e rete di distribuzione. A sua volta la rete di trasmissione si divide in reti ad altissima tensione (AAT), in Italia generalmente a 380 kV o 220 kV per un totale di 21500 km (10500 km a 380 kV e 11000 km a 220 kV) e reti ad alta tensione (AT), 132 kV o 150 kV per un totale di 42500 km. Le reti di distribuzione invece si suddividono in reti a media tensione (MT), 15 kV o 20 kV per una lunghezza di circa 334000 km, e reti in bassa tensione (BT) in cui generalmente si hanno 230 V (monofase) o 400 V (trifase) per un totale di circa 756000 km.

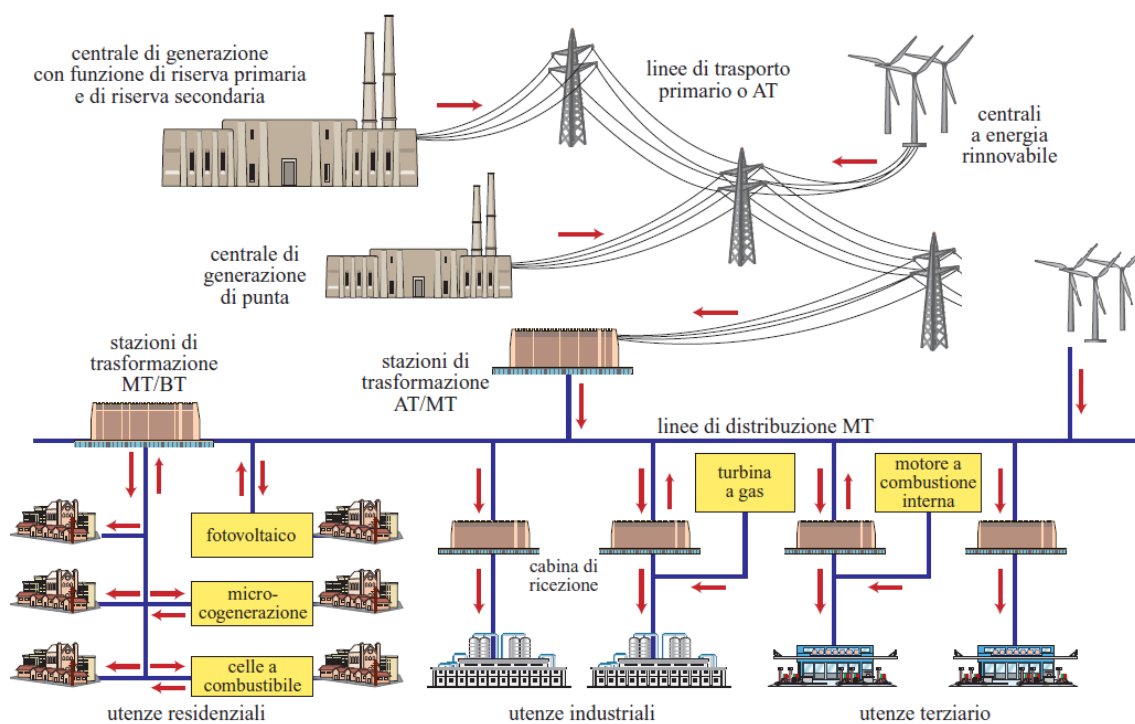


Figura 2.1 - Generazione distribuita e interfacciamento con rete AT, MT e BT

A partire dagli anni sessanta la consegna e la distribuzione dell'energia elettrica in Italia veniva svolta in regime di monopolio dall'ENEL mentre negli anni novanta il settore è stato progressivamente liberalizzato (decreto n°79 del 1999). Attualmente diverse aziende tra cui società private e municipalizzate svolgono il servizio producendo in proprio l'energia o acquistandola alla borsa elettrica da produttori e trasportatori.

2.1 Reti AT di trasmissione

Il compito della rete in alta tensione è di trasportare l'energia elettrica dal luogo di produzione, le grandi centrali elettriche, alle porte delle grandi città o dei distretti di distribuzione. Qui avviene il passaggio dalla rete di trasmissione AT alla rete di distribuzione MT. Bisogna anche ricordare che oltre alla trasmissione nazionale la rete AT collega l'Italia alle nazioni confinanti.

La struttura tipica della rete AT italiana è basata sul concetto di isola di carico con delle linee dirette che collegano due differenti nodi di allaccio alla linea AAT e le cabine primarie (Figura 2.2). Ogni isola funziona in modo indipendente dalle isole adiacenti ma, in caso di situazioni di emergenza, come ad esempio il malfunzionamento di un nodo AAT/AT, le isole adiacenti intervengono in modo da supplire all'errore [7].

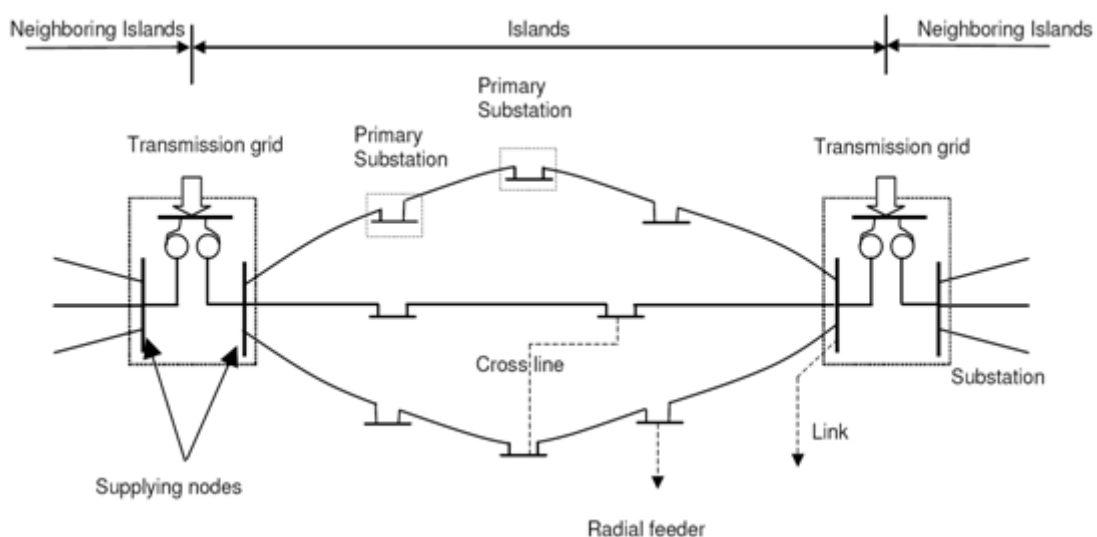


Figura 2.2 - Struttura a isola della rete AT

Le linee elettriche che compongono la rete sono sia di tipo aereo, tipologia di trasmissione più diffusa, che di tipo interrato e, fatta eccezione per la linea che collega la penisola alla rete della regione Sardegna, trasportano l'energia in corrente alternata trifase a 50 Hz. Gli elettrodotti sono quindi principalmente costituiti da sostegni a traliccio o

tubolari realizzati in metallo, opportunamente progettati al fine di mantenere le funi metalliche (il "conduttore") ad un'altezza dal terreno sufficientemente elevata, in modo da assicurare isolamento elettrico e riduzione dei campi elettromagnetici al suolo. In alcuni casi, dove sia richiesto l'attraversamento di aree densamente abitate e dove questo sia tecnicamente fattibile, l'elettrodotto viene invece realizzato con cavo interrato. Questa soluzione risulta scarsamente utilizzata a causa delle difficoltà tecniche di realizzazione, manutenzione e individuazione dei guasti, per i costi nettamente superiori alle linee aeree e per le maggiori perdite di energia per gli effetti capacitivi tra il conduttore ed il terreno. Nel caso delle linee aeree, i cavi di trasmissione veri e propri sono composti da semplici funi in metallo (solitamente rame o una lega di alluminio e metallo), non circondate da uno strato di isolante elettrico. In questo caso l'isolante è l'aria stessa e, a causa della minore efficacia isolante dell'aria rispetto al normale polietilene, i cavi vanno tenuti a determinate altezze in modo da evitare scariche elettriche tra le linee e il suolo. Maggiore sarà la tensione delle linee, maggiore dovrà essere l'altezza dal suolo dei cavi stessi.

Nel corso della storia la rete elettrica nazionale ha subito diversi cambiamenti dal punto di vista legislativo passando dall'essere originariamente privata, ad una fase di nazionalizzazione e di monopolio della trasmissione e della produzione di energia elettrica da parte di ENEL (dal 1962), alla situazione attuale in cui dal 1999 il decreto Bersani ha introdotto la liberalizzazione del settore elettrico. Attualmente la rete AT nazionale è di proprietà della società privata TERNA, nata il 31 Maggio 1999 all'interno del gruppo ENEL ed operante dal mese di Ottobre dello stesso anno. TERNA oggi possiede più di 60000 km di linee (AAT e AT) che corrispondono a più del 98% del totale delle linee elettriche nazionali ad alta e altissima tensione.

2.1.1 Interfacciamento reti AT/MT

L'elemento che fa da interfaccia tra la rete AT e la rete MT è denominato cabina primaria. In Italia sono presenti circa 2000 cabine primarie ed hanno appunto il compito di trasformare l'energia in ingresso ad alta tensione in energia in uscita a media tensione. La cabina primaria si divide in due parti, una parte in alta tensione ed una parte in media tensione. Nella parte in alta tensione arrivano i cavi direttamente dall'elettrodotto che, attraverso vari passaggi utili soprattutto ai fini delle protezioni in questa trattazione volutamente tralasciati, arrivano alle cosiddette sbarre di alta tensione. Dalle sbarre vengono derivate le tre fasi che successivamente entreranno nel grande trasformatore presente in cabina. Il trasformatore quindi abbassa la tensione ai valori propri delle reti

MT. Ogni trasformatore è dotato di un regolatore di tensione denominato variatore sotto carico (VSC) che permette di elevare o abbassare la tensione in uscita (lato MT) di valori discreti di solito del +/- 1% o +/- 1.5%.



Figura 2.3 - Sbarra AT di una cabina primaria

In uscita dal trasformatore si passa alla parte della cabina primaria in media tensione. Come per la parte AT sono presenti anche in questo caso una o più sbarre MT dalle quali partono le linee in media tensione e su cui sono presenti, come per le sbarre AT, gli adeguati strumenti di misura della tensione e della corrente circolante. Ovviamente anche nella parte MT della cabina primaria sono presenti tutti gli elementi necessari alla protezione e alla salvaguardia della struttura in caso di guasti e malfunzionamenti.

Attualmente le cabine primarie sono dotate di un discreto livello di automazione e telecontrollo circolando in esse anche numerose informazioni utili al controllo della rete. Prima dell'utilizzo di queste tecnologie una cabina doveva essere invece controllata 24 ore su 24 da uno o più operatori.

2.2 Reti MT di distribuzione

In Italia, come detto in precedenza, nella parte introduttiva del capitolo, le reti MT trasportano energia con una tensione di esercizio pari a 15 kV o 20 kV, alla frequenza nominale di 50Hz. Il ruolo svolto dalle reti MT nell'ambito della distribuzione dell'energia elettrica è quello di portare l'energia dalle cabine primarie ai carichi veri e

propri i quali saranno attaccati alla rete MT attraverso delle ulteriori cabine, denominate cabine secondarie, in cui avviene la trasformazione MT/BT. Questo avviene attraverso un insieme di conduttori composti per circa il 65% da linee aeree e per il restante 35% da linee interrate. Le linee aeree sono utilizzate per la maggior parte in zone rurali mentre le linee interrate trovano un ampio utilizzo in zone ad alta densità abitativa. A differenza della rete AT, le reti MT non sono soggette al quasi totale monopolio della società TERNA e possono essere sia pubbliche che private. Questa differenza di proprietà implica sostanziali problematiche economiche dal punto di vista dello scambio di energia tra le due diverse realtà ed è per questo che il controllo della tensione nelle reti MT dovrà anche necessariamente tentare di regolare in modo proficuo, per quanto possibile, l'energia richiesta alla rete AT.

Le reti in media tensione italiane hanno generalmente una struttura ramificata, non presentano delle maglie al loro interno, partono quindi da un nodo iniziale (la cabina primaria) per poi suddividersi in rami sempre più piccoli fino ad arrivare ai carichi (o cabine MT/BT). Questa particolare struttura in aggiunta al fatto che fino ad oggi le reti MT erano puramente passive faceva sì che la tensione all'interno delle reti stesse avesse un andamento decrescente partendo dalla cabina primaria e scendendo, attraverso la struttura ad albero, fino alle foglie rappresentate dai carichi. Con l'introduzione della generazione distribuita (GD) allacciata direttamente alla rete MT questa situazione cambia completamente ed è per questo motivo che c'è la necessità di studiare ed implementare nuovi metodi per controllare queste reti.

2.2.1 Carichi

I carichi possono essere direttamente connessi alla rete MT, questo avviene di solito per carichi di tipo industriale, oppure, in caso ad esempio di carichi residenziali, attraverso una cabina secondaria MT/BT. All'interno di questo elaborato viene trascurata la presenza della cabina considerando l'insieme del carico vero e proprio e del trasformatore come un unico carico complessivo equivalente.

I carichi che si possono trovare connessi alla rete MT sono di varie tipologie che vanno dalle case private, agli uffici, all'illuminazione, fino alle industrie. Di seguito è presentata una tabella riassuntiva dei carichi caratteristici delle reti MT con i rispettivi valori tipici di potenza richiesta e i dispositivi da loro utilizzati. In ogni nodo della rete possono ovviamente essere connessi uno o più carichi, anche di diverso tipo, tra quelli riportati.

2.2.1 – Carichi

Tipi di carico	Dispositivi utilizzati	Richiesta di potenza [kW]
Residenziali	luce, riscaldamento, elettrodomestici, TV, PC	3.0
		4.5
		6.0
Residenziali grandi	luce, riscaldamento, elettrodomestici, TV, PC, aria condizionata, riscaldamento acqua centralizzato	10.0
		12.0
Negozi	Luce, TV, PC, aria condizionata	6.0
Piccoli uffici	Luce, TV, PC, aria condizionata	12.0
Grandi uffici	Luce, TV, PC, aria condizionata	50.0
Officine, piccole industrie, altri	Luce, TV, PC, aria condizionata, motori trifase	50.0

Tabella 2.1 - Carichi tipici nelle reti MT

Per fare una corretta analisi della rete è necessaria una corretta modellizzazione dei carichi, che consideri l'influenza della tensione della frequenza sulla potenza effettivamente richiesta dal carico stesso. Per quanto riguarda la frequenza in questo elaborato viene considerata costante partendo dal presupposto che esista un regolatore di frequenza perfettamente funzionante. Viene invece considerata la dipendenza della potenza richiesta dai carichi rispetto al valore della tensione ai loro morsetti. Esistono vari modelli per la rappresentazione dei diversi carichi siano essi statici o dinamici. I modelli statici sono utilizzati per rappresentare carichi privi di comportamento dinamico nella rappresentazione dei transitori elettromeccanici. Sono utilizzati anche per la rappresentazione della relazione tra il consumo e i valori di tensione e frequenza dell'alimentazione [5]. La (2.1) indica come la potenza attiva e reattiva (P e Q) effettivamente assorbita dal carico dipenda dalla tensione V e dalla domanda z :

$$\begin{aligned} P &= P(z, V) \\ Q &= Q(z, V) \end{aligned} \tag{2.1}$$

La domanda z può essere diversa dall'effettivo assorbimento, il quale dipende anche dal valore della tensione d'alimentazione. I modelli statici normalmente utilizzati per la rappresentazione dei carichi sono due: il modello esponenziale ed il modello polinomiale.

Nella (2.2) sono presentate le equazioni del modello polinomiale:

$$\begin{aligned} P &= z \cdot P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^\alpha \\ Q &= z \cdot Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^\beta \end{aligned} \quad (2.2)$$

Dove V_0 , P_0 e Q_0 sono i valori nominali mentre gli esponenti α e β dipendono dal tipo di carico descritto. In Tabella 2.2 sono riportati alcuni valori tipici degli esponenti relativi ad alcuni tipi di carico.

Tipo di carico	α	β
Lampade ad incandescenza	1.54	-
Condizionatori	0.50	2.5
Ventilatori del forno	0.08	1.6
Caricatori di batterie	2.59	4.06
Lampade a fluorescenza elettroniche	0.95 – 1.03	0.31 – 0.46
Lampade a fluorescenza convenzionali	2.07	3.21
Attrezzature da ufficio 1	0.36	0.00
Attrezzature da ufficio 2	0.24	0.00

Tabella 2.2 - Valori tipici dei parametri del modello esponenziale per alcuni tipi di carico

Una proprietà del modello esponenziale consiste nel fatto che le sensitività normalizzate delle potenze attive e reattive sono uguali agli esponenti:

$$\begin{aligned} \left. \frac{dP/P_0}{dV/V_0} \right|_{V=V_0} &= \alpha \\ \left. \frac{dQ/Q_0}{dV/V_0} \right|_{V=V_0} &= \beta \end{aligned} \quad (2.3)$$

Nella rappresentazione polinomiale invece il carico è visto come la somma di aggregati di carico caratterizzati dalla medesima sensitività normalizzata rispetto alla tensione (quindi dai medesimi esponenti α e β). In questo modo le funzioni $P(z, V)$ e $Q(z, V)$ diventano dei polinomi in V . Un particolare modello a carico polinomiale è il cosiddetto modello ZIP in cui un carico è visto come la somma di tre termini: un'impedenza costante (termine Z), un termine a corrente costante (termine I) e un termine a potenza costante (termine P) (2.4).

$$\begin{aligned} P &= z \cdot P_0 \cdot \left[a_P \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + b_P \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right) + c_P \right] \\ Q &= z \cdot Q_0 \cdot \left[a_Q \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + b_Q \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right) + c_Q \right] \end{aligned} \quad (2.4)$$

In cui:

$$a_P + b_P + c_P = a_Q + b_Q + c_Q = 1 \quad (2.5)$$

Modelli di tipo ZIP però non sono realistici per bassi valori di tensione. Dalla (2.4) si deducono vari modelli al variare dei valori dei coefficienti a, b e c:

- $(c_P, c_Q) \neq 0$ e $(a_P, a_Q, b_P, b_Q) = 0$ si avrebbe un modello con carichi a potenza costante (CPM);
- $(b_P, b_Q) \neq 0$ e $(a_P, a_Q, c_P, c_Q) = 0$ si avrebbe un modello con carichi a corrente costante (CCM);
- $(a_P, a_Q) \neq 0$ e $(c_P, c_Q, b_P, b_Q) = 0$ si avrebbe un modello con carichi ad impedenza o ammettenza costante;
- $(a_P, a_Q, b_P, b_Q, c_P, c_Q) \neq 0$ si avrebbe un modello con carichi che assorbono potenza attiva e reattiva diversa a seconda della tensione applicata.

I carichi possono però essere descritti anche mediante modelli dinamici. Il comportamento dinamico di molti carichi è tale che il livello di potenza assorbita dopo una variazione di tensione tende ad assumere un valore prossimo a quello precedente alla perturbazione. Indicando con x la variabile di stato da cui dipende il livello di potenza assorbita dal carico si ha:

$$\begin{aligned} P &= P_t(z, V, x) \\ Q &= Q_t(z, V, x) \end{aligned} \quad (2.6)$$

In cui abbiamo che P_t e Q_t sono le caratteristiche transitorie del carico. Il comportamento dinamico può essere descritto mediante l'equazione (2.7):

$$\dot{x} = f(z, V, x) \quad (2.7)$$

Gli stati di equilibrio si ottengono invece dalla (2.8):

$$f(z, V, x) = 0 \quad (2.8)$$

Dalla quale si ricava che:

$$x = h(z, V) \quad (2.9)$$

Sostituendo la (2.9) nella (2.6) si ottiene:

$$\begin{aligned} P &= P_t(z, V, h(z, V)) = P_s(z, V) \\ Q &= Q_t(z, V, h(z, V)) = Q_s(z, V) \end{aligned} \quad (2.10)$$

In (2.10) P_s e Q_s descrivono le caratteristiche statiche del carico. In Tabella 2.3 sono riportati alcuni tipici carichi dinamici con la loro rispettiva variabile di stato x e la richiesta z .

Carico	Variabile di stato x	Domanda z
Motore a induzione	Scorrimento s	Coppia meccanica
Carico alimentato da un trasformatore a rapporto variabile sotto carico	Rapporto effettivo	Domanda del carico
Carico termostatico	Temperatura	Richiesta di energia

Tabella 2.3 - Tipici carichi dinamici

Solitamente i valori P_t e Q_t (dinamici) sono maggiormente influenzati dalle variazioni di tensione rispetto ai valori P_s e Q_s (statici). I carichi reali, ad esempio un utilizzatore domestico, sono un insieme di diversi tipi di carico precedentemente descritti. Esistono modelli dinamici di carico aggregato che rappresentano il comportamento dinamico di un agglomerato di carichi e dell'impianto di distribuzione che li alimenta. Le caratteristiche a regime e transitorie dell'aggregato sono in genere descritte da funzioni esponenziali. Gli assorbimenti dinamici del carico del modello sono descritti dalla (2.11):

$$\begin{aligned} P &= z_P \cdot P_0 \cdot \left(\frac{V}{V_0}\right)^{\alpha_t} \\ Q &= z_Q \cdot Q_0 \cdot \left(\frac{V}{V_0}\right)^{\beta_t} \end{aligned} \quad (2.11)$$

In cui z_P e z_Q indicano in questo caso le variabili di stato del modello. In condizioni di equilibrio invece la dipendenza della potenze dalla tensione è data dalla :

$$\begin{aligned} P &= P_0 \cdot \left(\frac{V}{V_0}\right)^{\alpha_s} \\ Q &= Q_0 \cdot \left(\frac{V}{V_0}\right)^{\beta_s} \end{aligned} \quad (2.12)$$

Usualmente i valori degli esponenti α_t e β_t della (2.12) sono più elevati degli esponenti α_s e β_s in (2.11). I valori delle variabili di stato sono ottenuti dalle seguenti equazioni dinamiche (2.13) in cui gli esponenti e le costanti di tempo devono essere identificati mediante metodi che utilizzano la registrazione degli assorbimenti di potenza attiva e reattiva a seguito di determinate perturbazioni.

$$\begin{aligned} T_P \cdot \dot{z}_P &= \left(\frac{V}{V_0}\right)^{\alpha_s} - z_P \cdot \left(\frac{V}{V_0}\right)^{\alpha_t} \\ T_Q \cdot \dot{z}_Q &= \left(\frac{V}{V_0}\right)^{\beta_t} - z_Q \cdot \left(\frac{V}{V_0}\right)^{\beta_t} \end{aligned} \quad (2.13)$$

Si può quindi utilizzare il modello più adatto in base al tipo di carico utilizzato ed in base al grado di accuratezza dell'analisi da svolgere; solitamente però negli studi delle reti elettriche vengono utilizzati questi ultimi modelli presentati nelle condizione di equilibrio.

2.2.2 Generatori

La tendenza del mercato energetico internazionale sta portando ad una progressiva decentralizzazione della produzione dell'energia elettrica. In una situazione di questo tipo svolge un ruolo fondamentale la generazione distribuita attraverso l'utilizzo di impianti di generazione di piccola taglia, situati nelle vicinanze dei consumatori ed allacciati direttamente alle reti MT o BT. Per generazione distribuita (GD) si intende l'insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MVA; con microgenerazione (MG), invece, si intende l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione inferiore a 50 kW (è un sottoinsieme della GD). La produzione lorda di energia elettrica da impianti di generazione distribuita nel 2009, in Italia, è stata pari a 22,94 TWh (circa il 7,8% dell'intera produzione nazionale di energia elettrica), con un incremento, rispetto al 2008, di 1,3 TWh. La produzione di energia elettrica da impianti di generazione distribuita è quindi aumentata negli ultimi anni come è aumentata anche l'incidenza di tale produzione sul totale della produzione lorda nazionale di energia elettrica. A tale produzione corrispondono 74.348 impianti di GD per una potenza efficiente lorda di 7.509 MW (circa il 6,3% della potenza efficiente lorda del parco di generazione nazionale), mentre nel 2008 gli impianti installati erano 34.848 con una potenza efficiente lorda corrispondente di 6.627 MW (circa il 6,5% della potenza efficiente lorda del parco di generazione nazionale); l'evidente aumento del numero di impianti installati è da

imputare fundamentalmente agli impianti alimentati da fonte solare [7]. Nel 2009 risultavano installati:

- 2664 MW da impianti idroelettrici che hanno prodotto 10,4TWh (45,4% della produzione da GD);
- 3173 MW da impianti termoelettrici che hanno prodotto 10,9TWh (47,5% della produzione da GD);
- 24 MW da impianti geotermoelettrici che hanno prodotto 0,2 TWh (0,7% della produzione da GD);
- 506 MW da impianti eolici che hanno prodotto 0,8 TWh (3,4% della produzione da GD);
- 1143 MW da impianti fotovoltaici che hanno prodotto 0,7 TWh (3% della produzione da GD).

La Figura 2.4 mostra come il 65,7% dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di generazione distribuita è di origine rinnovabile e, tra le fonti rinnovabili, la principale è la fonte idrica con una produzione pari al 45,4% dell'intera produzione da GD.

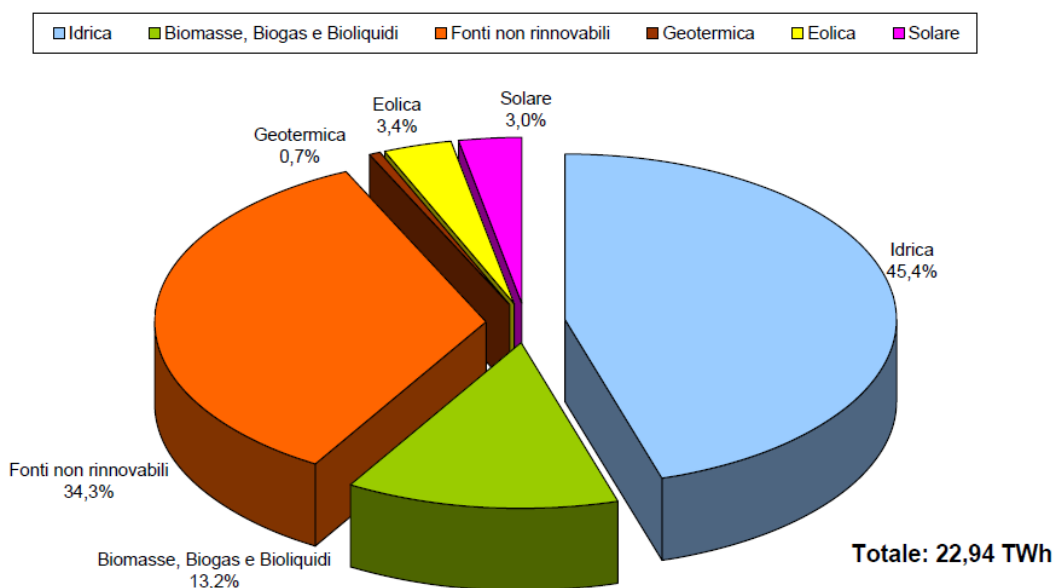


Figura 2.4 - Generazione lorda di energia elettrica da GD suddivisa nelle diverse fonti

Considerando invece la produzione totale di energia elettrica in Italia (Figura 2.5) si nota una situazione molto differente rispetto alla produzione da soli impianti di generazione distribuita. Il 76,3% della produzione complessiva (inclusa la produzione degli impianti idroelettrici da apporti da pompaggio) è da fonti non rinnovabili e, tra le fonti rinnovabili,

2.2.2 – Generatori

la fonte più utilizzata rimane sempre quella idrica con un'incidenza pari al 16,8% (al netto degli apporti da pompaggio).

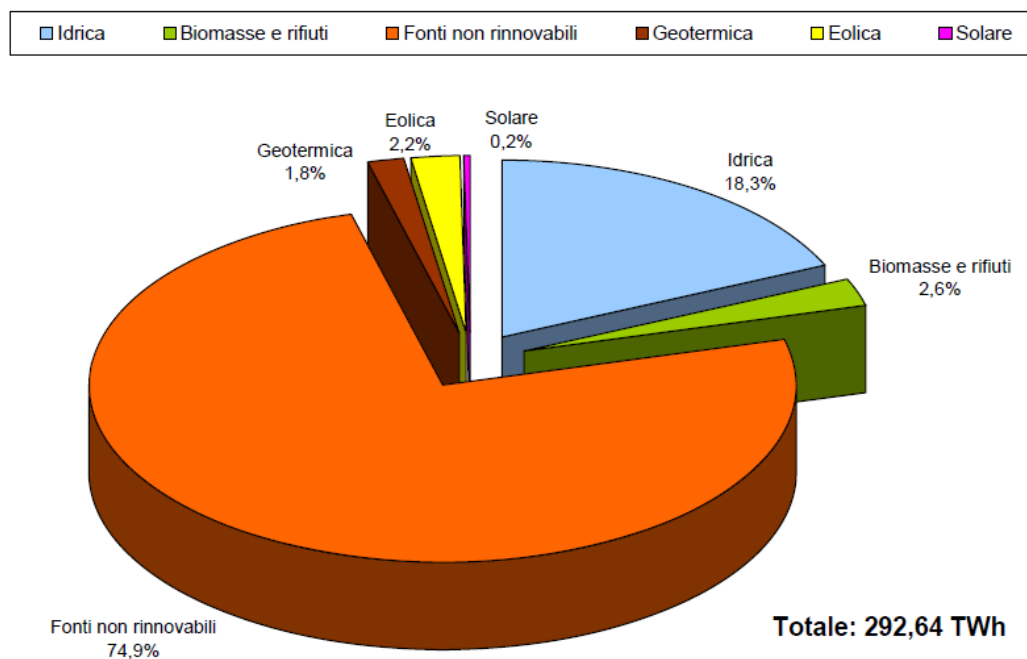


Figura 2.5 - Generazione lorda di energia elettrica nell'ambito della produzione nazionale suddivisa nelle diverse fonti

In Figura 2.6 e Figura 2.7 si fa riferimento al livello di tensione cui sono connessi gli impianti di GD, distinguendo tra numero di sezioni e potenza connessa, mentre in grafico di Figura 2.8 si riporta la quantità di energia elettrica immessa in rete in funzione del livello di tensione.

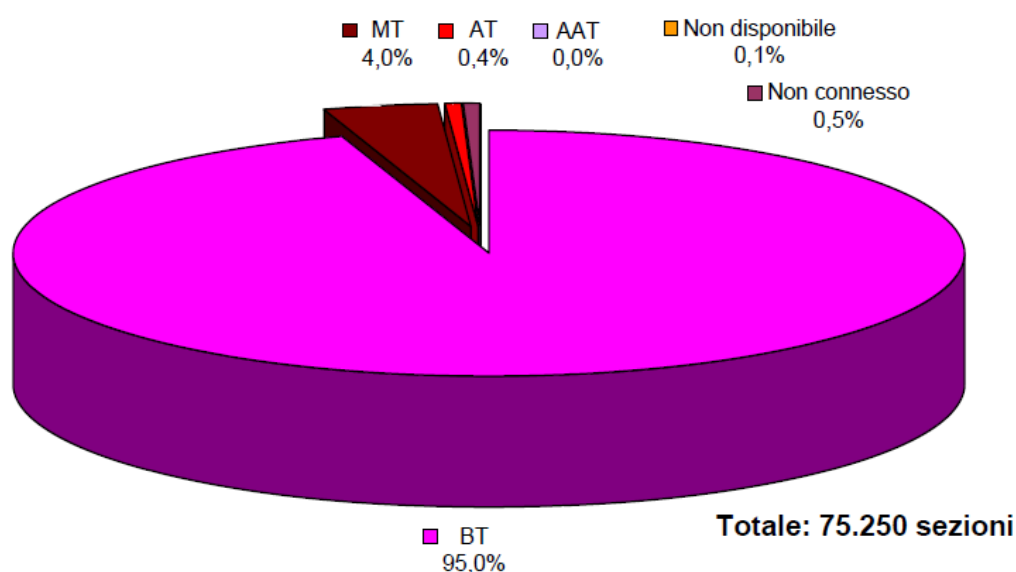


Figura 2.6 - Ripartizione, a seconda del livello di tensione, del numero di sezioni di impianti di GD connessi

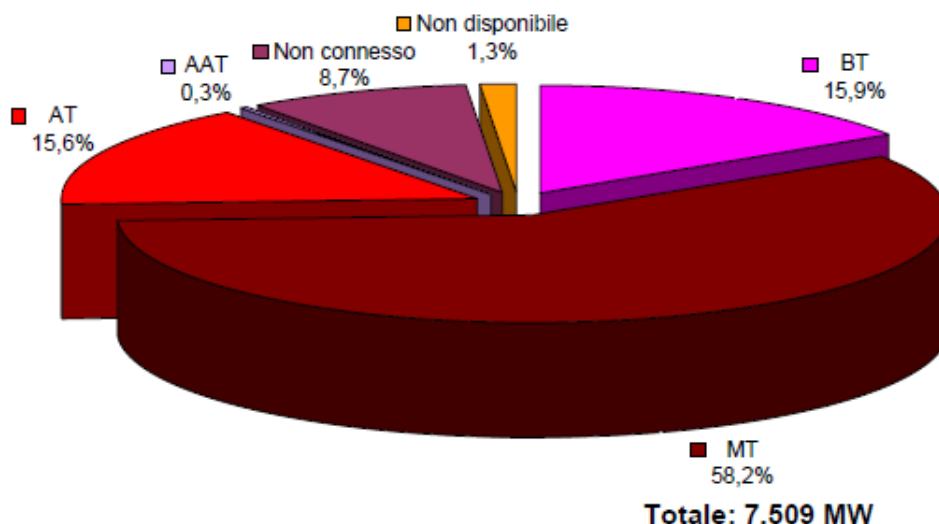


Figura 2.7 - Ripartizione, a seconda del livello di tensione, della potenza prodotta da impianti di GD connessi

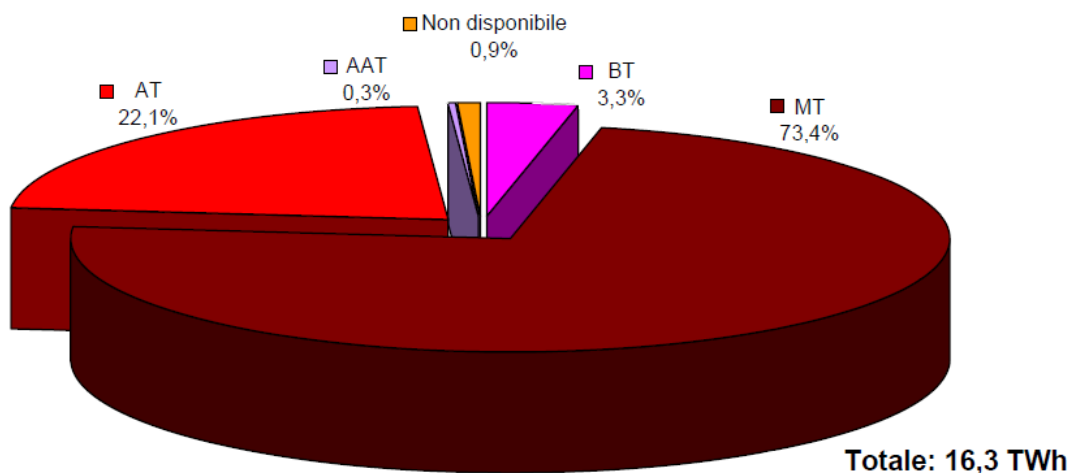


Figura 2.8 - Ripartizione, a seconda del livello di tensione, dell'energia elettrica immessa dagli impianti di produzione in GD

Dall'analisi delle figure precedenti si può evidenziare il continuo trend di crescita del numero di impianti di piccola taglia (prevalentemente fotovoltaici) installati in BT che si è verificato negli ultimi anni in Italia: infatti, confrontando i dati relativi al numero di sezioni connessi per livello di tensione con i dati relativi alla potenza installata e all'energia elettrica immessa ai medesimi livelli, si nota che, seppur crescendo in maniera esponenziale il numero di impianti connessi alla rete BT, il contributo in termini di potenza installata ma soprattutto in termini di energia elettrica prodotta è molto limitato, in ragione soprattutto del fatto che il numero di ore equivalenti di produzione di un impianto fotovoltaico è molto inferiore alle altre tipologie di impianti di produzione.

Come già accennato in precedenza una tipologia di generatori utilizzata nella GD sono gli impianti eolici e nel 2009 risultavano installati in Italia 506 MW in impianti eolici inferiori ai 10 MW, corrispondenti al 3,4% della potenza prodotta da generazione distribuita, che hanno prodotto un'energia pari a 0,8 TWh. I generatori eolici, indipendentemente dalla taglia della potenza generata, sono composti da tre elementi principali: il rotore, la navicella e la torre. Il rotore è composto dalle pale e dal mozzo cui esse sono collegate. Le pale sono realizzate principalmente in fibra di vetro o carbonio ed esistono modelli di generatori monopala, bipala o multipala (Figura 2.9). La navicella è la cabina posta alla sommità della torre che sostiene il mozzo del rotore e contiene al proprio interno l'albero di trasmissione, il generatore elettrico e i sistemi di controllo. La navicella ha anche il compito di proteggere l'apparato elettrico e meccanico dai fenomeni atmosferici ed è studiata per ruotare di $180^{\circ}/360^{\circ}$ in modo da permettere alle pale di allinearsi con la direzione del vento. La torre ha il compito di sostenere il peso di navicella e rotore e di resistere a tutte le sollecitazioni. Fondamenta in cemento armato fissano la torre al suolo, assicurando sicurezza e stabilità a tutta la struttura.



Figura 2.9 - Generatori eolici tripala ad asse orizzontale

Gli aerogeneratori possono essere di diversi tipi (asse orizzontale, asse verticale, ecc..), ma molto diffuse sono le macchine dotate di generatore elettrico di tipo Doubly Fed. Generatori di questo tipo, consentendo il funzionamento a velocità variabile delle pale, sono molto efficienti. Inoltre, date le sue caratteristiche, permette la connessione diretta

alla rete elettrica con la possibilità di controllare separatamente la potenza attiva e reattiva prodotta e quindi il fattore di potenza (Figura 2.10) [6].

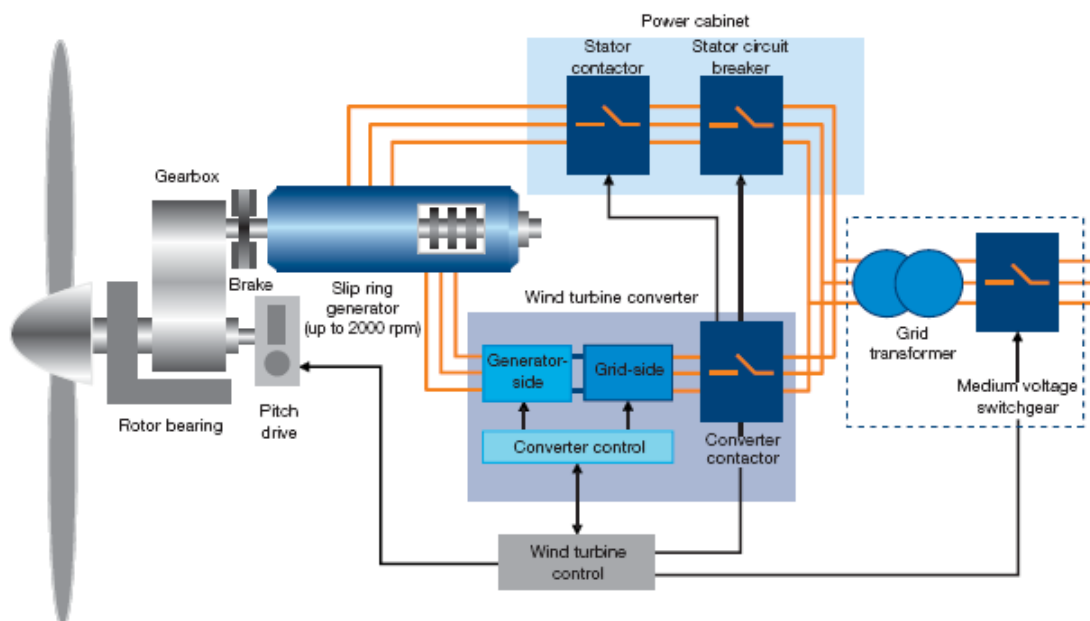


Figura 2.10 - Schema di controllo di un generatore eolico doubly fed prodotto da ABB

La tipologia di generazione distribuita a fonte rinnovabile più diffusa in Italia, ad esclusione degli impianti idrici, è invece il fotovoltaico. Secondo dati dell’Autorità per l’Energia Elettrica ed il Gas (AEEG), il numero di piccoli impianti per la generazione da fonti rinnovabili in Italia ha superato le 75000 unità delle quali il 95% è rappresentato dal fotovoltaico (Figura 2.6). Per la connessione in rete degli impianti fotovoltaici ogni distributore proprietario della rete stabilisce regole e soluzioni tecniche differenti. Solitamente però la connessione avviene in BT monofase per potenze nominali d’impianto inferiori a 6 kW, in BT trifase fino a una potenza di 50 kW e per potenze superiori a 75 kW gli impianti vengono generalmente allacciati in MT attraverso l’interposizione di un trasformatore (Figura 2.11).

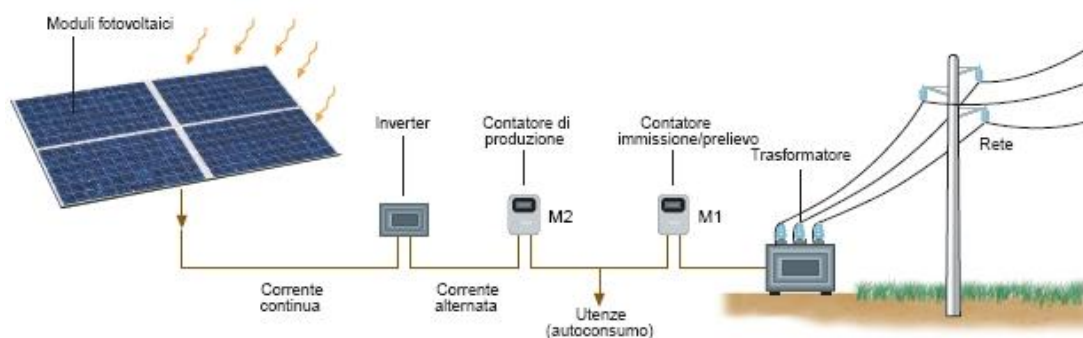


Figura 2.11 - Impianto fotovoltaico connesso alla rete MT

La GD non è formata però esclusivamente da impianti di generazione che sfruttano energie rinnovabili (Figura 2.4). Parte di essa proviene da impianti che si basano sull'utilizzazione di combustibili, ad esempio di origine fossile, e coinvolgono processi termodinamici che portano a generare oltre all'energia elettrica anche energia termica a bassa temperatura. Questi impianti sono appunto detti di cogenerazione perché, oltre all'utilizzo dell'energia elettrica prodotta dalla macchina, si utilizza anche il calore prodotto sfruttando la vicinanza di un utilizzatore dell'energia termica. Sono presenti anche casi opposti di cogenerazione distribuita in cui, come avviene per esempio nelle cartiere, si sfrutta il calore prodotto da svariati processi industriali per la produzione di vapore, poi sfruttato attraverso delle turbine per la produzione di energia elettrica. Tra le tecnologie di generazione di questo tipo sono molto diffusi i Motori a Combustione Interna (MCI). Nell'ambito della generazione distribuita, si impiegano motori con taglia variabile da pochi kWe (usi residenziali) fino a circa $10 MWe$. Tra le varie tecnologie disponibili per la microgenerazione, i MCI hanno l'indubbio vantaggio di costituire una tecnologia matura e ampiamente diffusa, caratterizzata da un'elevata affidabilità, con rendimenti elevati e costi relativamente contenuti. Elementi svantaggiosi sono invece il costo di manutenzione piuttosto elevato, una certa rumorosità di funzionamento, la presenza di vibrazioni e la necessità di impiegare sistemi di abbattimento degli inquinanti per raggiungere livelli di emissioni (NO_x , CO) confrontabili con quelli delle tecnologie concorrenti, quali le turbine a gas. I MCI sono adatti a utilizzazioni cogenerative, soprattutto quando è richiesto calore a bassa temperatura (per esempio, per la produzione di acqua calda per riscaldamento), eventualmente affiancato da una moderata richiesta di calore a temperatura intermedia (per esempio, per la produzione di vapore per un processo industriale). In Figura 2.12 è rappresentato uno schema tipico di recupero termico per produzione di acqua calda, in cui il recupero dalle varie sorgenti termiche avviene disponendo le sorgenti stesse in serie, nel senso delle temperature crescenti.

Un'altra tecnologia in forte aumento negli ultimi anni sono le microturbine a gas (MTG, MicroTurbine Generator): questi sistemi di generazione sono solitamente di piccola taglia ($<500 kWe$), e si basano su un ciclo rigenerativo o recuperativo a gas che comprende un compressore, una turbina, un recuperatore di calore che preriscalda l'aria uscente dal compressore con il calore dei gas di scarico della turbina e un turboalternatore interfacciato alla rete elettrica (vedi Figura 2.13). L'impiego delle turbine a gas per la generazione di potenza elettrica su piccola scala è una realtà recente e innovativa: queste

microturbine presentano, infatti, vantaggi in termini di semplicità impiantistica e di affidabilità [4].

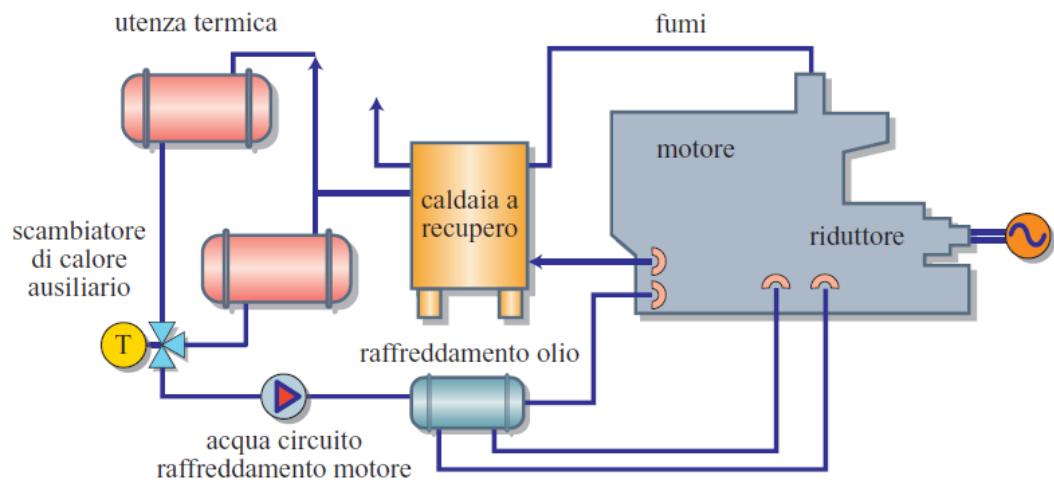


Figura 2.12 - Impianto a recupero per la produzione di aria calda

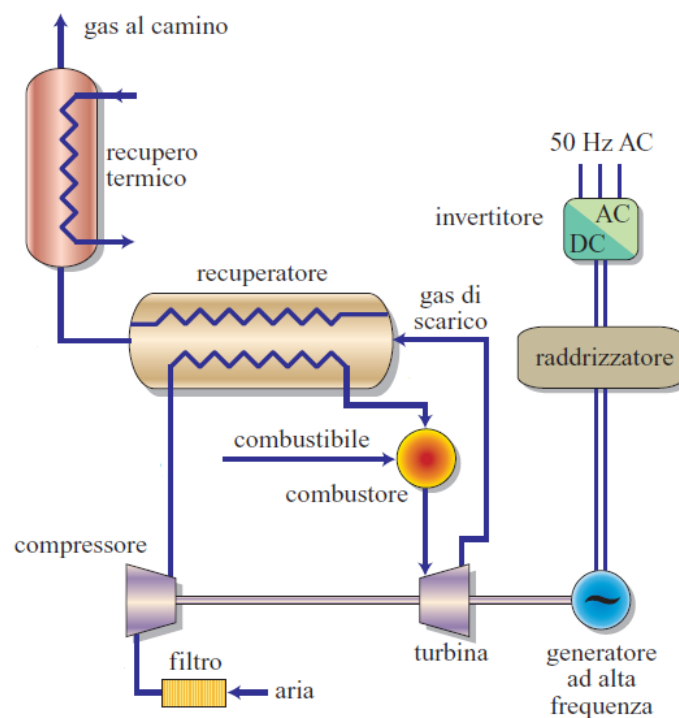


Figura 2.13 - Schema di funzionamento di una microturbina a gas

2.2.3 Le linee

Con il termine linea elettrica si indica un sistema elettrico che ha lo scopo di trasportare potenza da un posto all'altro collegando tra loro due sezioni di rete. In una rete MT la principale differenza tra le linee che la compongono è se esse siano linee aeree o linee

interrate. Come già accennato in precedenza le linee aeree sono utilizzate principalmente in aree rurali, dove la densità dei carichi è bassa [7]. Nelle linee aeree (Figura 2.14) abbiamo un'ulteriore distinzione dei cavi che la compongono a seconda che essi costituiscano un feeder principale, cioè che connette due sotto stazioni primarie, o un feeder secondario. I conduttori dei feeder primari hanno una sezione costante e sono fatti principalmente di una lega di alluminio e metallo di 150 mm^2 di sezione oppure di rame a 70 mm^2 . I feeder secondari hanno invece delle sezioni differenti, normalmente sono, infatti, costituiti da rame con una sezione di 35 mm^2 o 25 mm^2 .

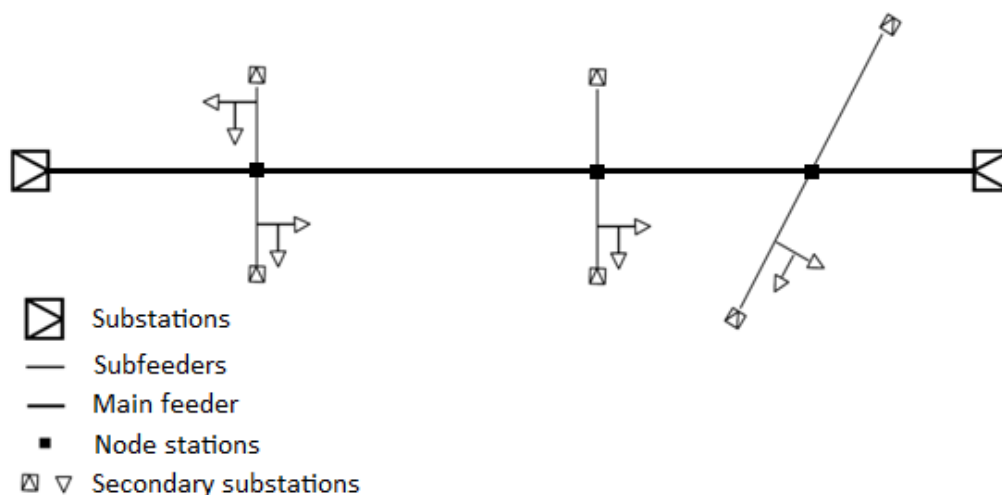


Figura 2.14 - Schema linee aeree rete MT

Per quanto riguarda invece i cavi interrati (Figura 2.15), utilizzati soprattutto nelle aree urbane, hanno una sezione standardizzata che prevede cavi di alluminio isolati con una sezione di 240 mm^2 per le città, 150 mm^2 o 240 mm^2 per i feeder principali e 95 mm^2 per i feeder secondari.

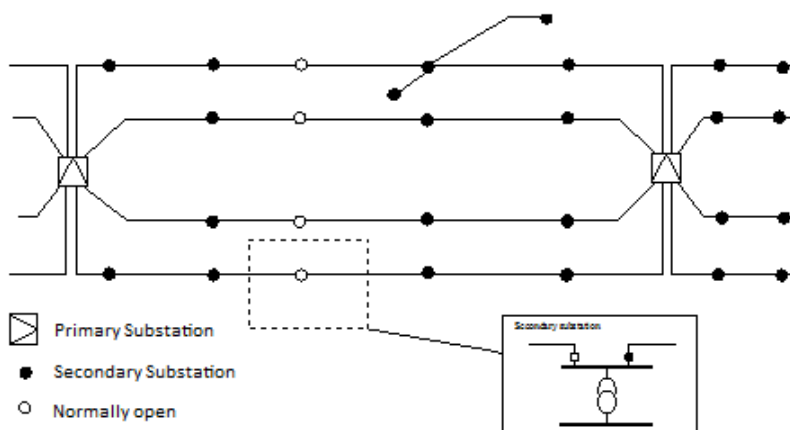


Figura 2.15 - Struttura di una rete interrata

La Tabella 2.4 riassume i dati e le caratteristiche dei conduttori, aerei o interrati, di una rete MT.

MV lines parameters						
Type	Conductors	Section [mm ²]	Current limit [A]	Resistance [Ω/km]	Reactance [Ω/km]	Capacitance [Ω/km]
Underground cables	Alluminium papaer insulated ARC4HLRX	95	200	0.32	0.125	0.35
	Alluminium papaer insulated RC4HLRX	150	280	0.206	0.117	0.42
	Alluminium papaer insulated ARC4HLRX	240	360	0.125	0.11	0.5
Overhead lines	Copper	25	140	0.72	0.4	0.008
	Copper	35	190	0.52	0.43	0.009
	Copper	70	280	0.27	0.4	0.01
	Alluminium-Steel	150	350	0.23	0.34	0.01

Tabella 2.4 - Dati tipici dei conduttori presenti in reti MT

Dal punto di vista modellistico per modellizzare una linea elettrica si possono utilizzare due diversi approcci: a parametri concentrati o a parametri distribuiti. Il procedimento a parametri distribuiti prevede la suddivisione della linea in un numero elevatissimo (al limite infinito) di elementi, costituiti da doppi bipoli composti da parametri che andrebbero identificati. I modelli di questo tipo sono sicuramente i più accurati, però sono analiticamente molto complessi. Per questo motivo si preferisce l'utilizzo di modelli a parametri distribuiti in cui le costanti di linea sono, per l'appunto, concentrate in un unico punto o comunque in un numero limitato di punti. Esistono vari modelli a parametri concentrati per le linee elettriche (Figura 2.16) e, tra quelli più diffusi, il modello a pi greco è considerato il più affidabile.

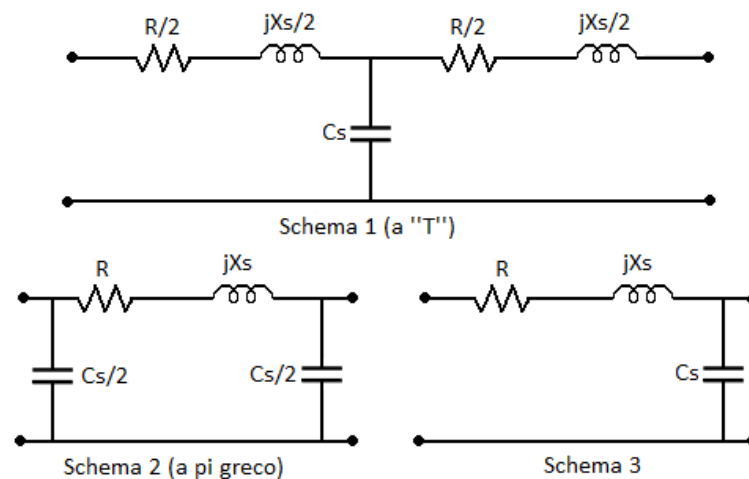


Figura 2.16 - Esempi modelli a parametri concentrati per una linea elettrica

3. Problema del controllo di tensione

La tensione presente nei diversi punti del sistema di distribuzione può variare in funzione del carattere fortemente variabile del carico alimentato (diurno/notturno, feriale/festivo, stagionale), del suo fattore di potenza, della distribuzione dei carichi in rete, in funzione della possibilità della rete di operare in assetti molto diversi tra loro e della variabilità della tensione della rete AT che alimenta le Cabine Primarie. L'obiettivo principale della regolazione di tensione è garantire all'utenza MT e BT valori di tensione compresi entro i limiti contrattuali e gli strumenti con cui essa oggi viene effettuata sono sostanzialmente due:

- Variazione del rapporto di trasformazione dei trasformatori AT/MT agendo sui relativi commutatori sotto carico;
- Scelta, a vuoto, del rapporto di trasformazione dei trasformatori MT/BT.

In particolare, i trasformatori AT/MT sono di norma dotati di un commutatore di tensione sotto carico che, comandato automaticamente da un opportuno regolatore, permette di regolare la tensione nella rete MT in modo da mantenerla entro limiti accettabili in presenza sia di variazioni della tensione sulla rete AT che di variazioni di carico. La regolazione può avvenire secondo due modalità (che nel capitolo successivo verranno analizzate nello specifico):

- A tensione costante;
- A compensazione di corrente.

Le reti di distribuzione attuali di media e bassa tensione sono state progettate per fornire agli utenti finali l'energia elettrica prodotta in grandi impianti centralizzati connessi alle reti di alta e altissima tensione e trasportata per lunghe distanze attraverso il sistema di trasmissione (Figura 3.1). Le reti di distribuzione sono quindi concepite per un esercizio di tipo "passivo", sono caratterizzate da una topologia generalmente radiale e da flussi di

potenza unidirezionali diretti verso il cliente finale allo scopo di soddisfare la domanda elettrica nel rispetto dei vincoli tecnici (relativi alle tensioni e alle correnti) e dei vincoli imposti sulla qualità e continuità del servizio elettrico.

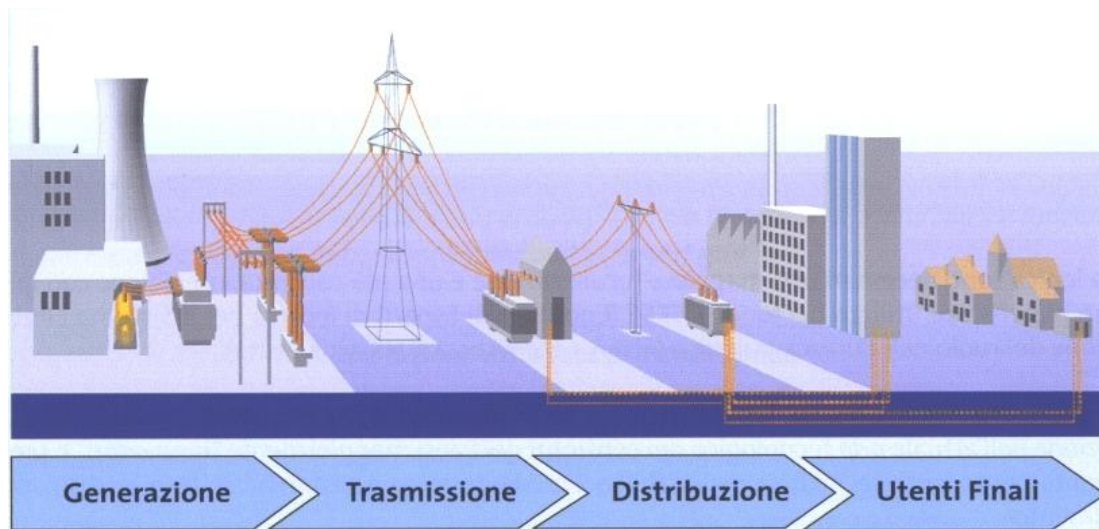


Figura 3.1 - Ciclo standard dell'energia elettrica

Attualmente gli impianti di generazione connessi alla rete di distribuzione sono trattati come carichi ma ovviamente, coerentemente alle convenzioni utilizzate, di segno negativo. I generatori una volta connessi alla rete, nel rispetto delle norme tecniche di connessione, non sono tenuti, se non marginalmente, a coordinare il loro funzionamento con quello della rete cui sono connessi, come invece accade per le grandi centrali collegate alla rete di trasmissione (che sono soggette ad esempio a regole di dispacciamento), ma forniscono energia unicamente in base alla disponibilità delle risorse (che possono essere di tipo intermittente, come negli impianti alimentati da fonti rinnovabili, ad es. fotovoltaici ed eolici) o alle esigenze del produttore (ad es. priorità del soddisfacimento della domanda termica nel caso di impianti di cogenerazione). Tale modello di gestione della generazione distribuita (GD) viene anche definito *connect and forget*, in quanto il distributore si preoccupa di verificare l'impatto del generatore sulla rete all'atto della connessione (generalmente la verifica viene fatta nelle condizioni più gravose per la rete) e successivamente non pone alcun vincolo sul suo esercizio (salvo il rispetto dei vincoli già imposti dalle regole di connessione). La diffusione della generazione distribuita oltre determinati livelli ritenuti accettabili dalle reti odierne, dovrà comportare una profonda rivisitazione del sistema di distribuzione, sia in termini di esercizio sia di pianificazione. In tale situazione, un ruolo fondamentale sarà giocato dai

sistemi di monitoraggio, controllo e protezione delle reti e dalle moderne tecnologie di ICT (Information and Communication Technologies).

Una massiccia penetrazione di GD, come nello scenario previsto per il 2030 da parte del Dipartimento dell'Energia (DOE) degli Stati Uniti, potrebbe comportare evoluzioni delle reti di distribuzione verso strutture e modalità di gestione particolarmente complesse e innovative (Figura 3.2) e richiedere pertanto investimenti anche molto consistenti [8]. Le reti dovranno essere ripensate non soltanto in termini di adeguamento dei sistemi di controllo, ma anche in termini d'impiego di nuovi materiali, come cavi superconduttori ad alta temperatura, componenti elettronici per la gestione dei flussi di energia sulle reti (dispositivi di tipo FACTS) e accumuli energetici. L'esercizio della rete cambierà in modo radicale: al fine di ottimizzare l'uso della rete e delle risorse distribuite e garantire la continuità del servizio, il gestore della rete potrà, ad esempio, riconfigurare la rete e intervenire sul funzionamento dei generatori e dei carichi a essa connessi.

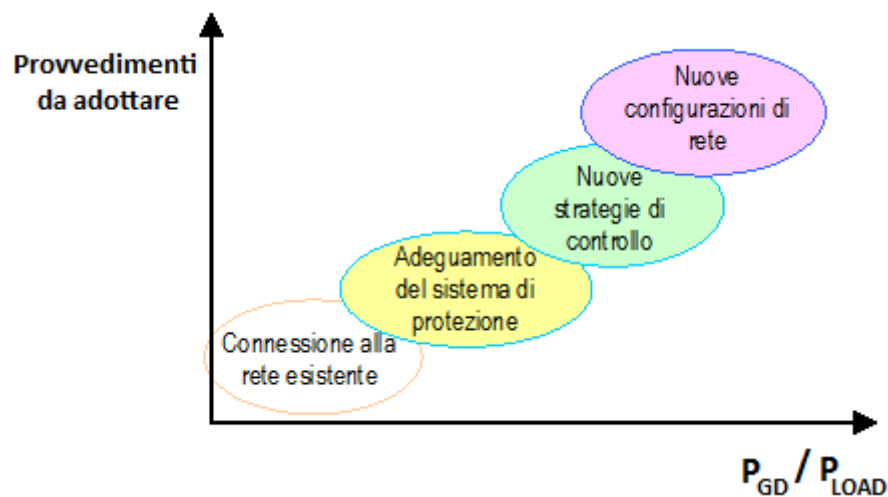


Figura 3.2 - Provvedimenti da adottare rispetto alla generazione distribuita

3.1 Problematiche riguardanti l'impatto della GD sulla rete

La struttura attuale della rete di distribuzione e le relative strategie di controllo e protezione sono realizzate nell'ipotesi base di considerare il sistema MT (e anche quello BT sottostante) come un sistema passivo, con flusso di potenza unidirezionale dalla rete al livello di tensione superiore a quello inferiore. Ne consegue che l'apertura degli organi elettromeccanici che collegano parti della rete (sia essa MT o BT) alla rete principale determina il fuori servizio della porzione sezionata. La presenza di GD connessa al sistema di distribuzione potrebbe rendere non più valida tale ipotesi, in quanto, in presenza di una sua penetrazione elevata, si potrebbe verificare, almeno in alcune

condizioni particolari, l'inversione del flusso di potenza dalle reti a tensione inferiore a quelle a tensione superiore. Inoltre, se la generazione fosse in grado di alimentare completamente il carico di una porzione di rete, si potrebbe verificare il cosiddetto funzionamento in isola indesiderata, con tale porzione mantenuta in tensione anche in seguito all'apertura degli interruttori di rete, che verrà nel seguito analizzato nel dettaglio. La presenza della GD può quindi comportare rilevanti criticità per il sistema di distribuzione attuale, per superare le quali può rendersi necessario un ripensamento della sua struttura o di alcuni suoi elementi.

Anche le attuali metodologie per la regolazione della tensione alle sbarre di cabina primaria, anch'esse basate sull'ipotesi dell'unidirezionalità del flusso di potenza, potrebbero essere inficiate da una rilevante presenza di GD, soprattutto se si presentassero situazioni disomogenee con riferimento al rapporto tra generazione e carico. Tale criticità potrebbe essere affrontata mediante nuove strategie di controllo della tensione, che coinvolgano anche la generazione distribuita (controllo coordinato di tensione, controllo della potenza attiva e/o reattiva dei GD). In particolare è necessario che la presenza della generazione distribuita non comporti una riduzione della qualità dell'alimentazione fornita agli utenti. L'impatto della GD sulla qualità dell'alimentazione dipende da molteplici fattori quali la tipologia dell'interfaccia del generatore distribuito verso la rete di distribuzione, la variabilità della fonte primaria di energia, la modalità di produzione o assorbimento di potenza reattiva nelle diverse condizioni di funzionamento (avviamento, spegnimento, funzionamento a pieno carico o a carico ridotto), o le caratteristiche del sistema stesso in cui il generatore è inserito (in termini di potenza di corto circuito, impedenza armonica, ecc.). Di seguito si analizzano brevemente le problematiche connesse all'immissione di armoniche in rete, al flicker, ai buchi di tensione, alle variazioni rapide di tensione, oltre al funzionamento in isola indesiderata [5].

3.1.1 Funzionamento in isola indesiderata

Con il termine isola indesiderata (o *islanding*) ci si riferisce al fenomeno che si instaura quando uno o più impianti di produzione connessi alla rete di distribuzione mantengono in tensione una porzione della rete stessa (isola), che al contrario il distributore intende non alimentare per esigenze di manutenzione o per la presenza di un guasto. L'entità del fenomeno dipende da molteplici fattori, tra cui il tipo e la quantità di generazione presente in rete. Al fine di chiarire il concetto di isola indesiderata, si faccia riferimento alla Figura 3.3, che fornisce una rappresentazione di principio dello schema di collegamento di un

impianto di produzione funzionante in parallelo alla rete pubblica. Dalla figura si può notare come la rete del produttore può essere suddivisa sostanzialmente in due parti: una parte è abilitata al funzionamento in isola su carichi privilegiati, mentre per l'altra non è consentita tale tipologia di funzionamento. Nello schema si possono individuare gli organi elettromeccanici previsti per le funzioni di sezionamento, comando e interruzione, e per la gestione dell'impianto sia in condizioni normali sia in emergenza.

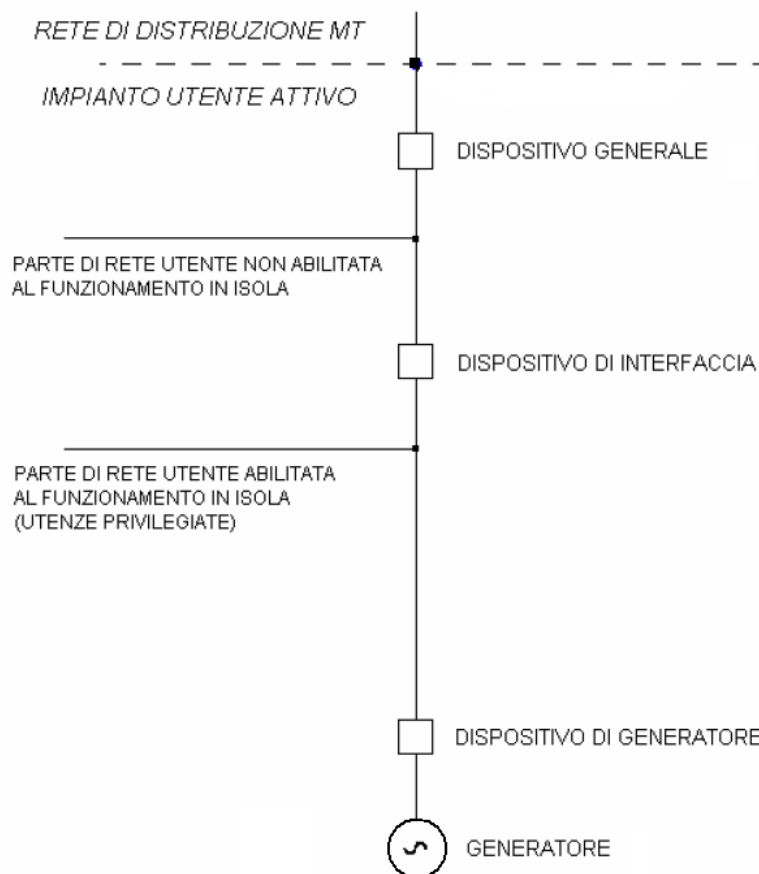


Figura 3.3 - Schema di collegamento di un impianto di produzione funzionante in parallelo alla rete

Di particolare importanza è il dispositivo d'interfaccia, in altre parole il dispositivo su cui agiscono le cosiddette protezioni d'interfaccia. A tali protezioni è affidato il compito di aprire il dispositivo d'interfaccia in presenza di funzionamenti anomali della rete pubblica a cui il generatore è collegato o in caso di aperture intenzionali del dispositivo della rete. L'obiettivo di tale funzione è proprio quello di evitare il fenomeno dell'isola indesiderata, ovvero la possibilità che parti della rete pubblica rimangano in tensione, nonostante l'apertura del dispositivo della rete pubblica (interruttore di linea), a causa della presenza del generatore. L'intervento del dispositivo di interfaccia consente al distributore di continuare ad esercire la rete come se fosse passiva.

3.1.2 Armoniche

Sempre più spesso i generatori distribuiti sono interfacciati mediante convertitori elettronici: in alcuni casi la scelta è obbligata (impianti fotovoltaici, celle a combustibile, ecc); in altri casi, anche se non strettamente necessario, si preferisce comunque utilizzare un convertitore statico (è il caso, ad esempio, dei generatori eolici). Secondo la tecnologia con cui sono realizzati i convertitori si ha una maggiore o minore emissione di armoniche: mentre i sistemi a commutazione naturale costituiti da tiristori presentano un contenuto armonico anche a bassa frequenza, i sistemi basati su IGBT controllati con tecniche PWM hanno un contenuto significativo soltanto in corrispondenza delle frequenze di lavoro delle valvole.

I disturbi iniettati devono essere comunque tali da non implicare il superamento dei limiti ammessi nelle reti di distribuzione MT e BT in termini di distorsione armonica della tensione e iniezione di componente continua.

3.1.3 Flicker

Ogni generatore distribuito che presenti un andamento della potenza di uscita variabile nel tempo è potenzialmente in grado di generare il fenomeno del flicker; in particolare, un esempio tipico è costituito dalle fonti rinnovabili solari ed eoliche, che possono presentare variazioni significative della potenza erogata in tempi relativamente brevi in relazione a variazioni di nuvolosità o di velocità del vento. Occorre quindi determinare il numero e l'entità delle variazioni di tensione per unità di tempo e confrontarli con una curva limite.

3.1.4 Buchi di tensione

L'influenza della GD sui buchi di tensione dipende dalla tecnologia con cui è realizzata e dal luogo in cui è installata. Per buchi di tensione di modesta entità la GD può contribuire ad un miglioramento solo se è in grado di fornire potenza reattiva alla rete: è il caso dei generatori sincroni direttamente allacciati, ma non dei generatori asincroni (solitamente impiegati nelle centrali eoliche); per quanto riguarda i convertitori statici, dipende dalla tecnologia utilizzata (commutazione naturale o forzata) e dal tipo di controllo impiegato. Viceversa, buchi di tensione molto profondi causano il distacco della GD dalla rete e quindi non si consegue nessun miglioramento.

3.1.5 Variazioni rapide di tensione

In seguito a manovre di attacco e stacco della generazione distribuita sulle reti MT e BT si possono verificare delle variazioni di tensione la cui entità dipende dalla variazione di potenza attiva e reattiva correlata alla manovra, dalla posizione del generatore che viene inserito o disinserto e dalla potenza di corto circuito della rete in quel punto. A seguito di tali manovre il sistema di regolazione della tensione provvede a regolare la tensione della sbarra MT in base alla nuova condizione di carico, variando la posizione del variatore sotto carico; l'intervento di quest'ultimo necessita comunque di un certo lasso di tempo (tempo minimo di intervento di 5s), durante il quale le variazioni di tensione possono essere, in taluni casi, di entità tale da poter essere assimilate a buchi di tensione. Allo scopo di contenere i possibili disturbi legati alle normali manovre di messa in servizio o di risincronizzazione dei generatori, la Norma CEI 11-20 prescrive specifiche condizioni per effettuare le suddette operazioni.

L'impatto sulla rete delle manovre di avviamento e arresto dei generatori dipende dal tipo di macchine impiegate ed è particolarmente significativo nel caso di generatori asincroni. Infatti, durante tali manovre, tra la rete e la generazione asincrona si possono avere scambi transitori di potenza reattiva molto elevati (5÷7 volte la potenza nominale del generatore).

3.2 Impatto sulle perdite di potenza in rete

Le perdite di energia sono una conseguenza intrinseca del trasferimento di potenza dai centri di generazione ai centri di utilizzazione dell'energia stessa, nel processo di trasporto e trasformazione dell'energia nelle linee di trasmissione e distribuzione. Tali perdite sono funzione del livello di tensione e dei flussi di potenza nell'infrastruttura elettrica e dipendono dall'ubicazione relativa delle centrali di generazione rispetto ai punti di prelievo del carico. Il trasferimento di potenza, nelle zone del sistema elettrico con elevate densità di carico e ridotte capacità di produzione, avviene da zone remote provocando perdite di potenza elevate.

Le perdite di potenza nel sistema elettrico sono strettamente dipendenti dalla configurazione che esso assume, in generale si può considerare che in valore percentuale le perdite si attestino approssimativamente sui seguenti ordini di grandezza:

- circa il 2÷3% nella rete di trasmissione;
- circa il 3÷4% nella rete di distribuzione in Media Tensione (MT);

- circa il 4÷5% nelle reti di distribuzione in Bassa Tensione (BT).

I dati sopra riportati mostrano che le maggiori perdite di energia si riscontrano nelle reti ai più bassi livelli di tensione (MT e BT).

L’impatto della GD sulla riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione è un tema controverso: infatti, se in linea di principio la presenza di generatori in prossimità dei carichi contribuisce a scaricare le linee e i trasformatori delle Cabine Primarie, e quindi a ridurre le perdite in linea, di fatto quest’effetto benefico si può avere solo scegliendo oculatamente la posizione e la taglia dei generatori e analizzando la variabilità nel tempo della produzione e del consumo, in caso contrario si corre il rischio che la GD sia causa di un incremento complessivo delle perdite. Ad ogni modo, per quanto si possa ottimizzare lo sviluppo della GD in funzione delle perdite, se il livello di penetrazione diventa molto elevato è possibile l’inversione dei flussi di energia verso la rete di trasmissione che può anche far arrivare ad un incremento delle perdite di potenza attiva.

Stabilire se la generazione distribuita possa apportare dei benefici in termini di riduzione delle perdite nel sistema elettrico è un compito arduo a causa delle molteplici variabili in gioco, quali la posizione della GD nella rete, il *livello di penetrazione* (rapporto tra la potenza generata dalla GD e la potenza di picco dei carichi), il *livello di dispersione* (rapporto tra il numero di nodi con GD e il numero totale dei nodi di carico), il tipo di generazione, le taglie dei generatori, la natura della rete (urbana o rurale), la tipologia dei carichi (industriali, residenziali, ...).

Se si considera, ad esempio, la posizione della GD nella rete, le perdite di potenza si riducono in funzione della distanza tra la generazione e il carico. Più la generazione è prossima ai punti di prelievo, tanto maggiore sarà la riduzione delle perdite nella rete. Nella rete di distribuzione l’introduzione della GD può dar luogo a effetti contrastanti sulle perdite. Da un lato, infatti, la GD può ridurre le perdite nelle porzioni di rete di distribuzione in comune tra gli utenti finali, mentre dall’altro provoca l’incremento delle perdite nei tratti di connessione tra i generatori e la rete.

Alla luce di quanto sopra affermato, è possibile evidenziare alcuni aspetti rilevanti:

- I. La presenza di GD fornisce benefici sulle perdite nella rete di trasmissione poiché quest’ultima è scaricata di parte dell’energia in transito e destinata alle reti di distribuzione;
- II. Nelle reti di distribuzione i benefici dipendono fortemente dalla posizione, taglia e dispersione della GD. In modo particolare, al fine di ottenere maggiori vantaggi è

fondamentale che la GD sia posta in quelle zone della rete a maggior densità di carico in modo che i percorsi tra i punti di generazione e di utilizzo siano più brevi;

- III. Per una fissata topologia della rete e determinate caratteristiche strutturali (tipo di linee, sezione dei conduttori, lunghezza, distribuzione del carico, ecc.), la variabilità delle perdite è legata al livello di penetrazione della GD. Per bassi valori di penetrazione si può avere una riduzione delle perdite mentre per alti livelli si può avere un aumento delle perdite;
- IV. Nel caso in cui fosse permesso alla GD di fornire alla rete sia un supporto di potenza attiva che di potenza reattiva si potrebbero ottenere maggiori benefici;
- V. L'effetto della GD sulla rete in termini di energia persa è dipendente dal coordinamento fra produzione e carico. I maggiori benefici sono legati alla possibilità di poterne controllare l'impiego nei momenti in cui è massima la richiesta del carico, mentre la mancata dispacciabilità può far sì che le perdite aumentino;
- VI. La presenza di ingenti quantità di GD del tipo non dispacciabile e soggetta a vincoli ambientali sul punto di installazione (e.g. energia eolica) può, in taluni casi, determinare un aumento delle perdite anziché una diminuzione.

Per trarre ulteriori conclusioni riguardo all'effetto della generazione distribuita sulle perdite di potenza, è necessario indagare sulle diverse tipologie di rete e di GD impiegata; si rende quindi necessaria un'analisi caso per caso, per valutare l'entità delle perdite, in correlazione al controllo di tensione attuato.

4. Tecniche di controllo di tensione reti MT passive

Come già in precedenza spiegato attualmente le reti di distribuzione MT sono di tipo puramente passivo, la tensione al loro interno ha quindi un andamento decrescente a partire dalla cabina primaria procedendo verso gli ultimi nodi della rete. Una situazione di questo tipo, caratterizzata dall'unidirezionalità dei flussi di potenza e da una facile previsione dei transiti di potenza attiva e reattiva, permette l'implementazione di un sistema di controllo particolarmente semplificato. Avendo un andamento decrescente della tensione, l'idea che sta alla base del controllo è semplicemente quella di alzare la tensione del primo nodo, in modo da far rientrare all'interno di limiti precedentemente stabiliti anche gli ultimi nodi della rete. Il controllo di tensione è gestito in CP e si basa sull'utilizzo del variatore sotto carico (VSC noto anche attraverso la nomenclatura anglosassone come On Load Tap Changer – OLTC).

4.1 Tap changer

Il controllo automatico della posizione attiva del variatore sotto carico è una regolazione discreta a gradini (Tap). Il sistema di controllo (installato in Cabina Primaria o a bordo del trasformatore) monitora in locale la tensione di sbarra MT e la confronta con un riferimento di tensione assegnato. Tale riferimento, definito dal distributore sulla base di una analisi delle caratteristiche della rete e delle utenze allacciate, può essere costante o dotato di meccanismi di compensazione atti a limitare l'escursione di tensione nei nodi terminali delle linee di distribuzione maggiormente caricate. La precisione di regolazione del variatore sotto carico permette tipicamente una variazione per ogni gradino compresa nell'intervallo 0.8÷1.5% del valore nominale della tensione di rete. L'intervento in regolazione del VSC è discontinuo nel tempo e previsto con cadenza temporale fissata al

fine di limitare l'usura del meccanismo conseguente a continue e frequenti commutazioni tra spire in tensione del trasformatore. Allo stesso scopo, il controllore è dotato di una banda morta di intervento nella variazione di tensione alla sbarra, ovvero è stabilito un grado di insensibilità per il variatore. Il variatore non interverrà quindi per variazioni di tensione alla sbarra inferiori al grado di insensibilità, tipicamente pari alla variazione imprimitibile da un gradino del variatore moltiplicato di un fattore maggiorativo (di solito $1.2 \div 1.8$). Il riferimento di tensione di sbarra MT può essere:

- Costante: in questo caso tale valore non dipende dal carico istantaneo in rete, ma viene assegnato dal distributore, in relazione all'andamento storico delle curve di carico delle linee collegate a valle della cabina primaria. Tale valore è tendenzialmente compreso nell'intervallo $1.00 \div 1.05$ [p.u.] della tensione nominale.
- A compensazione di corrente: in questo caso il riferimento di tensione è determinato sulla base di settaggi off-line e della misura on-line della corrente circolante sul trasformatore controllato. Tale modalità di controllo esegue una semplice misurazione del modulo della corrente circolante sul trasformatore AT/MT, in quanto gli andamenti standard del carico in termini di fattore di potenza non richiedono una specifica compensazione in funzione dell'angolo di fase di tale corrente, il quale si mantiene piuttosto contenuto nei sistemi passivi di distribuzione. La legge di regolazione è di conseguenza lineare nelle applicazioni tradizionali.

$$\begin{cases} V_{sb} = V_p & \text{per } I_T < 0 \\ V_{sb} = V_p + R \cdot I_T & \text{per } I_T < I_L \\ V_{sb} = V_p + R \cdot I_L & \text{per } I_T > I_L \end{cases} \quad (4.1)$$

Nella (4.1) è indicato con V_{sb} la tensione sulla sbarra MT, V_p la tensione di programma in assenza di carico (tensione di riferimento a vuoto), R parametro di compensazione (ovvero la pendenza della legge di variazione della tensione di sbarra al variare del carico alimentato dal trasformatore AT/MT), I_T la corrente al secondario del trasformatore AT/MT, I_L la corrente limite oltre la quale la tensione di sbarra non viene più incrementata (al fine di evitare valori di tensione pericolosi per le sbarre ed eventuali carichi posti nelle vicinanze della CP). I valori di V_p e R sono i parametri della regolazione e vengono normalmente stabiliti considerando il feeder più critico o la rete nelle condizioni peggiori (massimo e minimo carico),

aggiungendo delle condizioni al contorno per evitare di avere variazioni troppo ampie sulle altre linee.

L'azione di controllo solitamente utilizzata è quella a compensazione di corrente, in quanto porta a risultati migliori, rispetto al controllo a set-point costante.

4.2 Limiti del Tap Changer nelle reti attive

La presenza di GD provoca una modifica del profilo di tensione lungo la linea, la cui entità dipende da molteplici fattori e principalmente da:

- Potenza del generatore;
- Posizione del generatore lungo la linea;
- Condizioni al contorno (caratteristiche e posizione di altri generatori e dei carichi passivi in linea);
- Tipologia della rete (nel caso di linee aeree, a parità di portata equivalente del conduttore, le variazioni di tensione sono generalmente più critiche che nel caso di linee in cavo).

Il problema può assumere particolare criticità nel caso di presenza rilevante di GD e di una sua non uniforme ripartizione tra i diversi feeder alimentati dalla stessa cabina primaria (Figura 4.1, in cui è rappresentato schematicamente un esempio di porzione di rete comprendente linee dedicate alla sola generazione, linee miste generazione/carico e linee passive). La presenza di GD, e il conseguente scambio di potenza attiva e reattiva con la rete, provoca in generale una diminuzione della caduta di tensione, e quindi un aumento della tensione, arrivando al limite ad avere, nel punto di connessione dei generatori, dei valori più elevati rispetto a quelli delle sbarre MT. Questa condizione si può verificare qualora la potenza prodotta sia superiore a quella del carico del feeder. La modifica dei profili di tensione può quindi essere particolarmente critica qualora la generazione distribuita connessa a un feeder sia di potenza consistente rispetto al carico del feeder stesso, condizione nella quale si possono avere sovratensioni permanenti in prossimità del punto di connessione del generatore. Al contrario, nel caso in cui il carico del feeder sia rilevante, la presenza di GD può contribuire al miglioramento del profilo di tensione lungo la linea stessa, in particolare in assetti di rete di emergenza. Va tuttavia osservato che alcuni generatori, tipicamente quelli alimentati da fonti rinnovabili, presentano una produzione discontinua, legata, appunto, alla disponibilità della fonte, provocando variazioni della tensione su alcuni punti della linea, che si sovrappongono a

quelle provocate dalla variazione del carico. Le variazioni sono particolarmente sentite nel caso dei generatori eolici e fotovoltaici, ove la potenza oscilla in maniera significativa, seguendo i rapidi mutamenti di vento e irraggiamento solare. L'aleatorietà e la non dispacciabilità di tali generatori, pertanto, impedisce al distributore di attribuire loro compiti di regolazione della tensione.

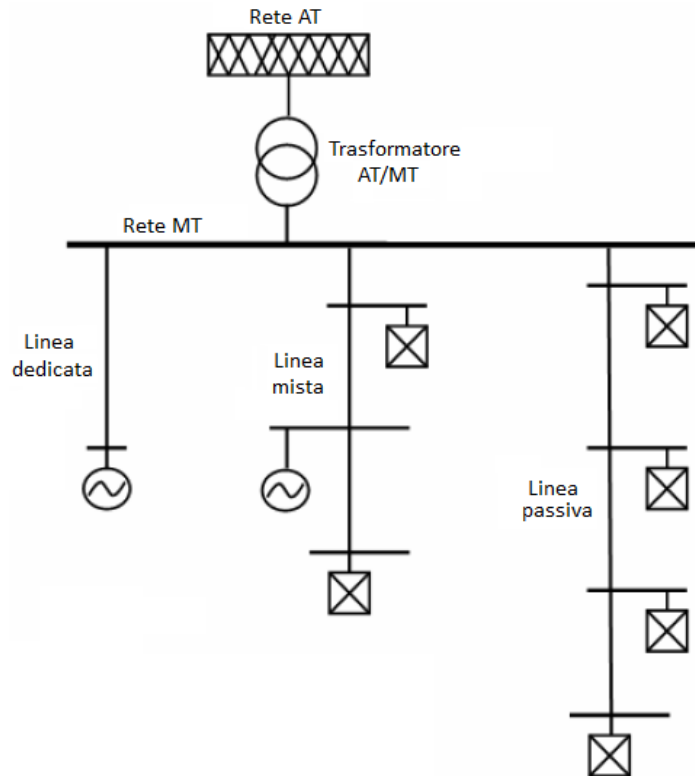


Figura 4.1 - Esempio di rete MT

Introducendo in una rete precedentemente passiva delle unità di GD, capaci di iniettare in rete potenza attiva e reattiva, si altera la natura della rete stessa, comportando un flusso di potenza non più monodirezionale. Una conseguenza fondamentale di questo cambiamento è che il profilo di tensione lungo la rete non ha più un andamento decrescente e ciò richiede una strategia di controllo completamente diversa per mantenere l'errore di tensione entro i limiti prestabiliti da normative tecniche, emanate da enti competenti (ad esempio l'Autorità per l'Energia Elettrica).

Di seguito si analizza in generale l'impatto della generazione sulle due metodologie di regolazione della tensione attualmente adottate (compensazione di corrente, tensione costante).

4.2.1 Impatto della GD sulla regolazione a compensazione di corrente

La presenza di GD connessa alla rete di distribuzione di MT e BT comporta una diminuzione del carico che interessa il trasformatore AT/MT, e quindi il regolatore di tensione. Questo può comportare effetti non trascurabili sul valore regolato di tensione delle sbarre MT, e quindi criticità nei profili di tensione dei diversi feeder con origine su tali sbarre, per livelli consistenti di GD nella rete. In particolare, se il carico “netto”, inteso come differenza tra potenza assorbita dal carico e potenza prodotta dalla GD, diminuisce, il regolatore imposta un riferimento per la tensione di sbarra più basso; se da un lato questo è corretto per i feeder con generazione, in quanto riduce i problemi legati all’aumento di tensione da essa causato, dall’altro il profilo di tensione può risultare critico per quelle linee che non sono interessate dalla generazione ma solo da carico passivo e, magari, nel caso peggiore, da carichi di valore elevato. Un’altra situazione critica si può verificare in caso di generazione maggiore del carico alimentato dal trasformatore AT/MT, condizione che si può verificare in alcune situazioni particolari (ad esempio, minimo carico e massima generazione). In queste condizioni, poiché il regolatore di tensione rileva il valore efficace della corrente, senza alcuna informazione sulla direzione, esso interpreta la potenza che dalla rete di distribuzione viene immessa nella rete AT come carico, aumentando di conseguenza la tensione delle sbarre MT. Questo può causare problemi di sovratensione per quelle linee in cui la generazione è preponderante; si può inoltre osservare che maggiore è il grado di compensazione in corrente (termine R nell’equazione del regolatore), maggiore è l’effetto della generazione sul riferimento della tensione di sbarra.

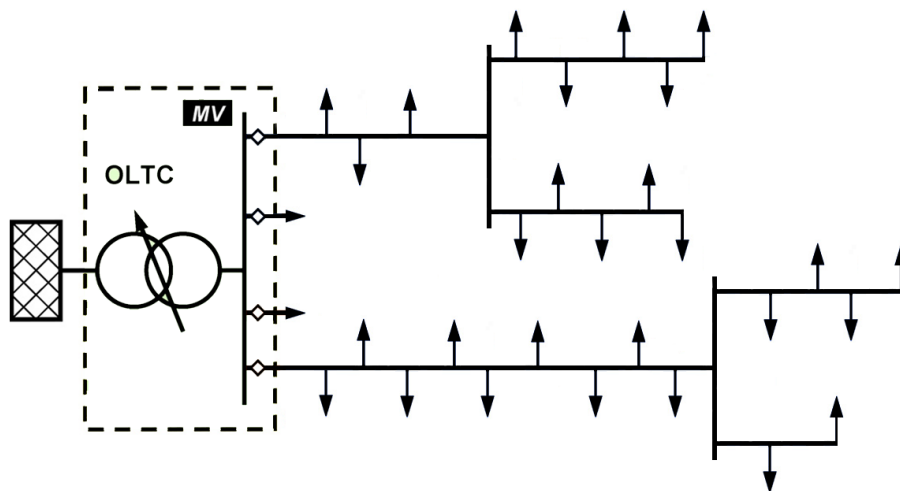


Figura 4.2 - Esempio rete passiva

4.2.1 – Impatto della GD sulla regolazione a compensazione di corrente

Viene di seguito mostrato un esempio per mostrare l'inefficacia del controllo basato solo sul variatore sotto carico a compensazione di corrente nel caso reti di distribuzione attive: si consideri una rete di distribuzione MT passiva ($V_{NOM}=20kV$) composta da 32 nodi, suddivisa in due linee radiali diramate (feeder), in condizioni di carichi nominali, nella quale agisce un controllo di tensione a compensazione di corrente (Figura 4.2).

L'andamento della tensione nei nodi della rete non controllata è il seguente (Figura 4.3):

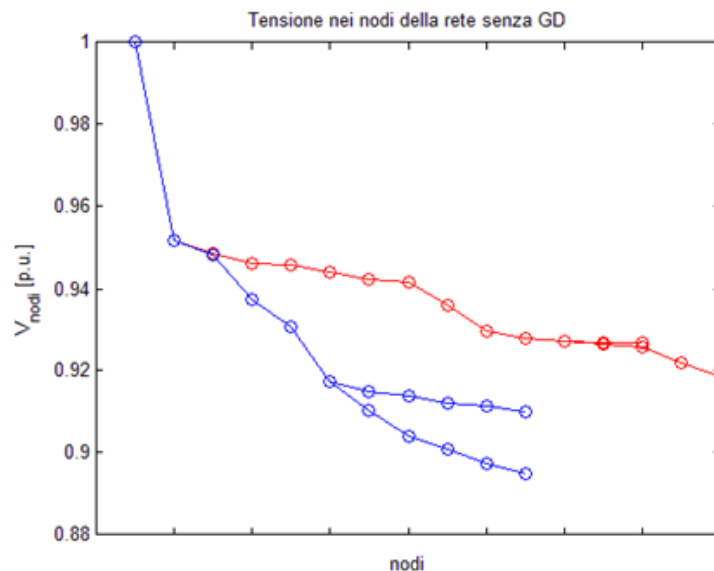


Figura 4.3 - Profilo di tensione rete passiva

Sono evidenziati nei due colori rosso e blu i due diversi feeder della rete. Si può facilmente notare il classico andamento decrescente della tensione a partire dal primo nodo, collegato al trasformatore AT/MT, fino alle ultime utenze della rete. In entrambi i feeder la tensione raggiunge dei valori non ammissibili, in quanto inferiori al 95% rispetto alla tensione nominale.

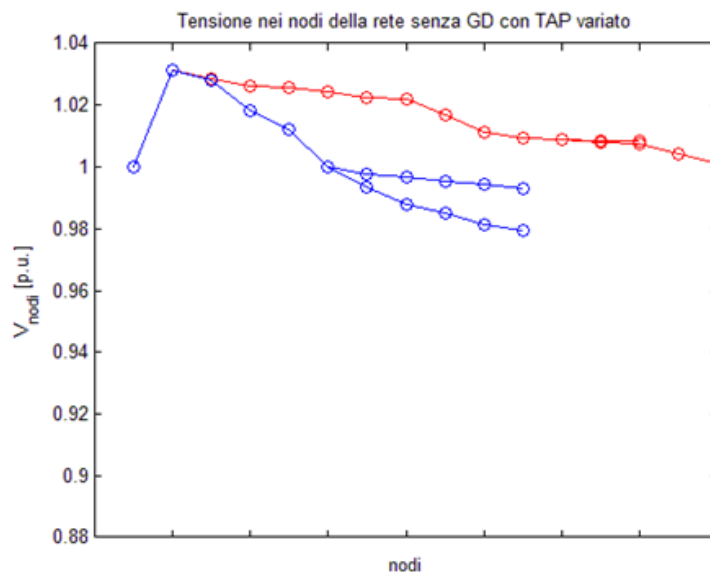


Figura 4.4 - Profilo di tensione rete passiva con controllo del VSC

Attivando il controllo sul VSC, l'andamento della tensione subisce un sostanziale miglioramento. Il tap ha un incremento dell'8%, così facendo il profilo di tensione viene innalzato e riportato all'interno dei limiti prestabiliti (Figura 4.4).

Ora viene analizzata la rete precedente a seguito dell'inserimento di 3 GD caratterizzati da un fattore di potenza fisso pari a 0.9. La somma della potenza generabile dai generatori raggiunge circa il 30% della potenza richiesta dalla rete. Per rendere più critica la rete, la generazione è stata inserita solo in un feeder (feeder 1) e sono stati presi generatori di taglia abbastanza elevata (4MW). In Figura 4.5 è possibile vedere il posizionamento dei GD all'interno della rete:

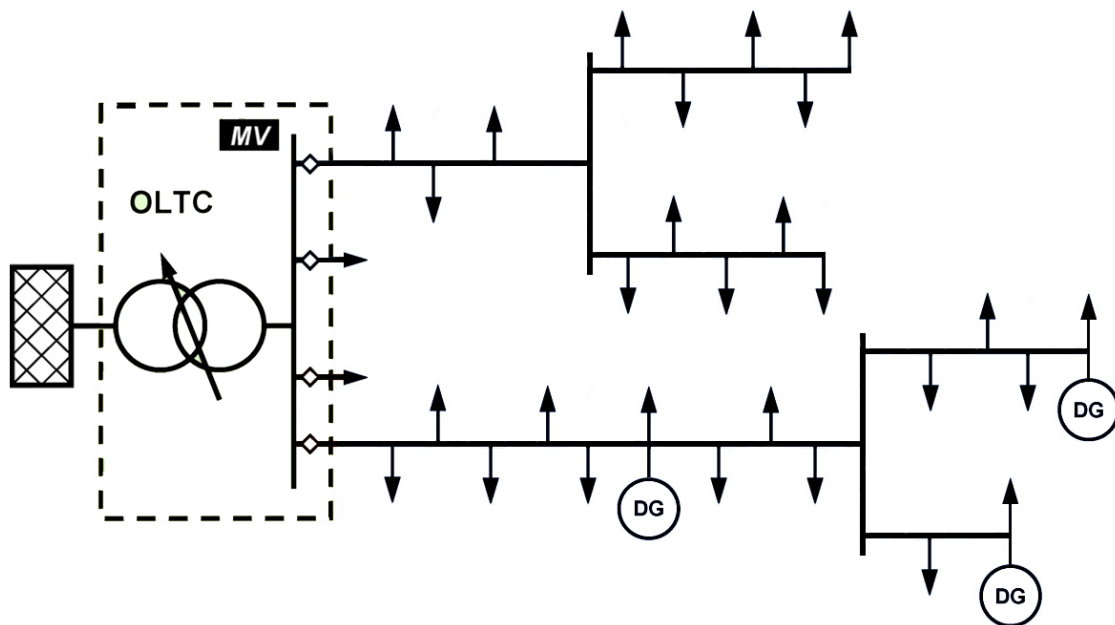


Figura 4.5 - Configurazione della rete in presenza di GD

A causa della presenza della generazione distribuita il profilo delle tensioni lungo la rete non ha più il classico andamento decrescente (Figura 4.6, in nodi pieni sono quelli in cui sono allacciati i GD). Il feeder 1, colorato di rosso, ha un andamento marcatamente crescente dovuto al fatto che in esso sono presenti i tre generatori allacciati alla rete. Attivando in situazioni di questo tipo l'azione di controllo di tensione a compensazione di corrente, agente sul variatore sotto carico, si può facilmente notare come la situazione tenda a peggiorare (Figura 4.7).

4.2.1 – Impatto della GD sulla regolazione a compensazione di corrente

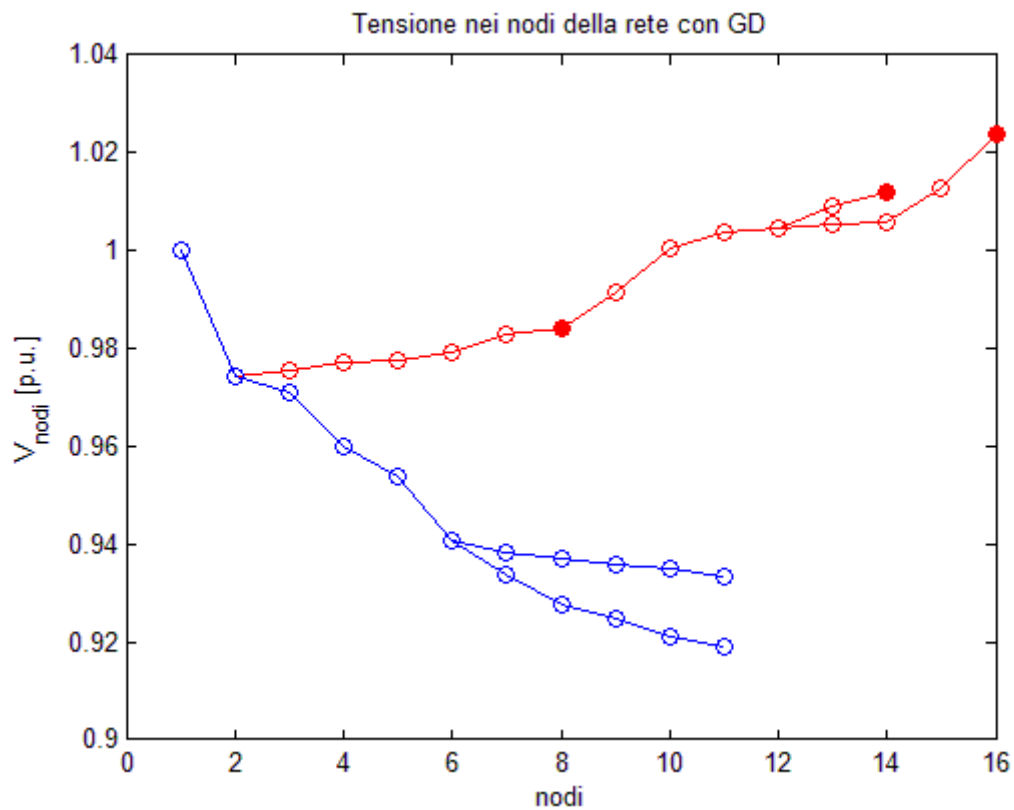


Figura 4.6 - Profilo di tensione in presenza di GD

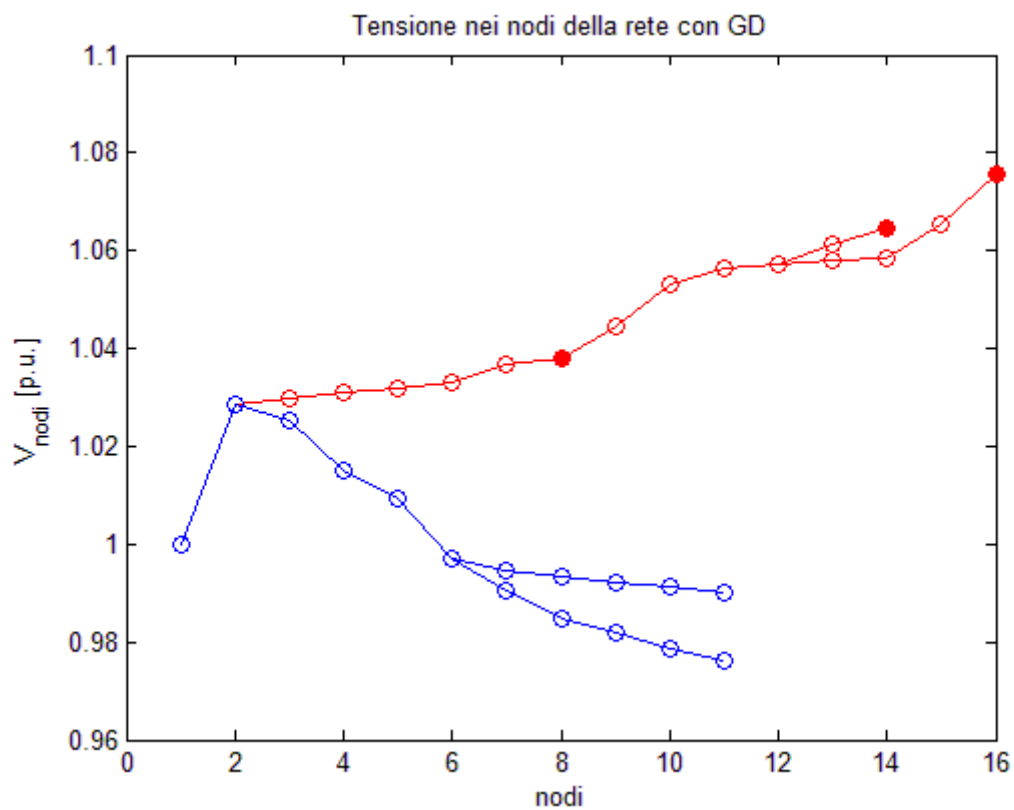


Figura 4.7 - Profilo di tensione in presenza di GD e controllo a compensazione di corrente attivo

L'azione del variatore sotto carico del (5%) riesce a riportare entro i limiti l'errore commesso sul feeder 2, ma contemporaneamente porta il feeder 1 a valori di tensione troppo elevati (errore di circa 8%). Ciò dimostra come sia importante ed indispensabile la creazione di nuovi sistemi di controllo, che sfruttino l'azione del tap changer, ma che siano in grado di mantenere l'errore di tensione entro i limiti.

4.2.2 Impatto della GD sulla regolazione a tensione costante

In questa modalità di regolazione la tensione della sbarra MT viene mantenuta ad un valore costante, pari solitamente a $1.05 \div 1.08 V_{\text{NOM}}$: la presenza della GD non ne influenza dunque il corretto funzionamento, ma ha un impatto sui profili di tensione delle linee cui è connessa. La generazione distribuita può invece rendere difficile la determinazione del valore di riferimento per il regolatore di tensione, specialmente nel caso in cui ci siano linee con differenti caratteristiche di carico e di generazione allacciata, per le relative differenti esigenze. Infatti, linee con rilevante presenza di generazione avrebbero bisogno di una tensione di sbarra relativamente bassa, per evitare problemi di sovratensioni nel punto di allacciamento dei generatori; al contrario, linee molto cariche richiederebbero valori di tensione di sbarra relativamente alti, per evitare che in fondo alla linea, o nella rete di bassa tensione, la tensione sia sotto i limiti contrattuali.

5. Approcci di controllo nelle reti attive

E' oramai chiaro che, con l'introduzione della generazione distribuita nelle reti di media tensione, si rendono necessarie nuove strategie di controllo attivo, che permettano alla rete di rispettare determinati vincoli per la regolazione di tensione. Algoritmi di controllo di questo tipo sono però più complessi del semplice OLTC utilizzato nelle reti passive e richiedono strumenti più avanzati e un maggior numero di informazioni sullo stato e sul grandezze varie della rete. Questo comporta tra le altre cose l'adozione di strumenti in grado di garantire una corretta stima dello stato di funzionamento della rete (State Estimation), fornendo al sistema di controllo le indicazioni necessarie all'individuazione delle strategie ottimali di intervento sugli impianti connessi al sistema. Di seguito sono presentate le nozioni teoriche che stanno alla base delle strategie di controllo per le reti attive ideate in questo elaborato, con una parentesi legata alla stima dello stato in una rete elettrica; i risultati delle simulazioni sono invece proposti nel capitolo successivo (Capitolo **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**).

5.1 Stimatore dello stato e misure dalla rete

Ai fini dell'utilizzo di algoritmi attivi per il controllo della tensione nella rete vi è, talvolta, la necessità di conoscere istantaneamente i parametri di funzionamento caratteristici per i diversi elementi della rete stessa (tensioni nei nodi della rete in MT e BT, flussi di potenza sulle linee, livello di carico di linee, trasformatori, unità di generazione e compensazione). Tuttavia cause di carattere soprattutto economico, rendono difficilmente praticabile l'impiego sistematico di misure on-line, comportando quindi la necessità di ricorrere a strumenti che forniscano una stima attendibile di tali grandezze. Le condizioni operative di un sistema elettrico in un determinato istante, possono essere ricavate dalla conoscenza congiunta del modello della rete cui si fa

riferimento e dei fasori di tensione per ogni nodo della rete stessa. L'insieme dei fasori della tensione di tutti i nodi definisce completamente lo "stato" del sistema, indispensabile per valutarne la corrispondenza ai criteri di sicurezza. Garantire la sicurezza del sistema elettrico significa assicurare il mantenimento delle normali condizioni operative a fronte di variazioni dello stato di funzionamento del sistema e delle contingenze che si possono presentare in una rete. A tal fine, uno dei requisiti fondamentali risulta essere il monitoraggio costante del sistema mediante l'acquisizione e l'elaborazione di misure provenienti da ogni nodo della rete. Per questo motivo, nelle sottostazioni della rete di trasmissione sono installati dispositivi di misurazione remota (detti Remote Terminal Unit – RTU) che raccolgono e trasmettono i dati ottenuti dalla misura delle diverse grandezze di interesse. Tali dispositivi sono localmente connessi mediante una rete di comunicazione (Local Area Network – LAN), mentre le diverse sottostazioni sono interfacciate attraverso un sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition). In questa maniera le RTU inviano i dati raccolti ad un centro di controllo sfruttando diverse possibili tecnologie di telecomunicazione (fibre ottiche, collegamento satellitare, ecc). Dal confronto di ogni misura effettuata (o dei parametri calcolati) con il relativo limite tollerato, l'operatore di sistema (Transmission System Operator – TSO) può sapere in tempo reale che tipo di contingenza sia in corso o possa insorgere nella rete, al fine di compiere le più idonee azioni correttive.

Tuttavia, il monitoraggio di un sistema così complesso come una rete di trasmissione o di distribuzione, comporta numerose difficoltà. Principalmente, si tratta di problemi legati agli apparati di misura e ai sistemi di comunicazione utilizzati per trasmettere i dati al centro di controllo. Come ogni dispositivo di misura, infatti, anche questi apparati sono soggetti ad errori. Se tali errori sono di entità limitata, possono passare inosservati e dar luogo ad un'errata interpretazione dei dati, al contrario errori grossolani possono rendere inutilizzabili i dati forniti da quel determinato apparecchio. La necessità di coordinare la grande quantità di dati forniti dalle misurazioni remote, allo scopo di ottenere una conoscenza completa e coerente dello stato di funzionamento della rete, è stata la ragione principale che ha portato allo sviluppo di tecniche di State Estimation. I dati che tipicamente giungono al centro di controllo sono costituiti da misure locali e remote (di flussi di potenza, di tensioni, di correnti nelle linee, di produzione dei generatori, di assorbimento dei carichi) e da segnali di stato (condizione di interruttori e sezionatori, posizione attiva dei variatori sotto carico dei trasformatori, capacità dei banchi di

condensatori inseriti). Questi dati e queste misure vengono elaborate dallo State Estimator (SE), al fine di essere filtrati del rumore e degli errori macroscopici. La soluzione fornita dallo State Estimator rappresenta la migliore stima possibile dello stato del sistema, basata sulle misure disponibili e sul modello della rete. Lo stato del sistema è identificato dal vettore dei fasori delle tensioni ai nodi della rete, oppure dal vettore delle ampiezze delle tensioni ai nodi unitamente al vettore degli angoli di fase delle tensioni stesse. Questo sottintende che vi sia un'esatta conoscenza dei parametri e della topologia della rete. In realtà possono occasionalmente presentarsi errori anche a questo livello (per guasti non riconosciuti o non riportati correttamente, cedimento di linee per superamento della portata, ecc.). Caratteristica peculiare del procedimento di State Estimation attualmente utilizzato a livello della rete di trasmissione è il fatto di avere a disposizione, in condizioni normali, un numero di misure superiore a quello che sarebbe sufficiente per ottenere un'univoca soluzione della stima dello stato della rete. Tale ridondanza delle misure disponibili garantisce la possibilità di individuare e scartare eventuali dati affetti da errore.

Nella versione completa di uno State Estimator, integrato nel sistema di gestione e regolazione di una rete di trasmissione, sono presenti le seguenti funzioni:

- analisi della topologia della rete (Topology Processor): raccoglie informazioni riguardo lo stato di sezionatori e interruttori e determina così il diagramma unifilare della rete;
- verifica dell'“osservabilità” del sistema (Observability Analysis): verifica la possibilità o meno di ottenere una stima dello stato dell'intero sistema a partire dalle misure disponibili, identificando i rami “inosservabili” ed eventuali isole;
- algoritmo di State Estimation: fornisce la stima ottimale dello stato della rete sulla base del modello della rete stessa e delle misure raccolte;
- identificazione dei dati errati (Bad Data Detection): rileva l'esistenza di errori evidenti nelle misure (dovuti ad errori di misura veri e propri o ad errori nella trasmissione dei dati); identifica ed elimina tali dati, previa adeguata ridondanza nell'insieme delle misure;
- stima dei parametri di rete (Parameter Estimation): esegue una stima dei diversi parametri di rete, come ad esempio parametri del modello delle linee di trasmissione, dei variatori sotto carico dei trasformatori, di banchi di condensatori o di reattori. Rileva errori strutturali nella configurazione di rete od eventuali

errori nella segnalazione dello stato degli interruttori, sempre nell'ipotesi che vi sia sufficiente ridondanza delle misure.

Lo stimatore dello stato sarà necessario soprattutto nella strategia di controllo che utilizza un algoritmo di ottimizzazione, in cui sarà necessario la conoscenza totale della rete e dei valori istantanei delle sue grandezze [9].

È bene tenere presente come gli algoritmi per la regolazione della tensione controllano l'andamento dei profili di tensione lungo i feeder che compongono le reti stesse tramite logiche di State Estimation. Di conseguenza, tali profili sono ottenuti come stime di tensione e risultano affetti dall'incertezza associata alle stime stesse. Nel momento in cui la tensione, in un qualsiasi nodo, esce dai limiti imposti a causa delle variazioni di carico o generazione nella rete, il controllore deve intervenire per eseguire le azioni correttive previste. Dato che la tensione monitorata dal controllore è in realtà una stima contraddistinta dalla propria incertezza, è evidente che si dovrà restringere l'intervallo utile al controllo della quantità costituita dall'incertezza di tale stima come illustrato in Figura 5.1.

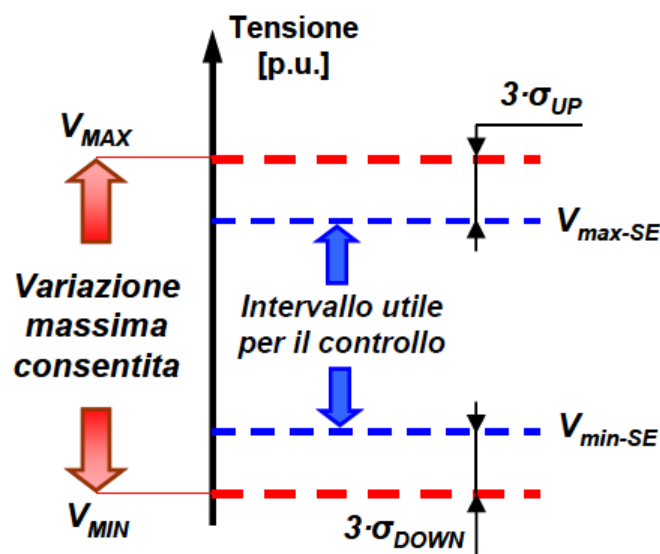


Figura 5.1 - Intervallo utile per l'algoritmo di controllo

Questo provvedimento consente di eliminare il rischio di violazione dei vincoli di massima e minima tensione da parte delle tensioni reali ai nodi a fronte di un controllo che appare efficace sui parametri stimati.

5.1.1 Peculiarità dei sistemi di distribuzione

Nell'effettuazione di un calcolo di State Estimation, le principali differenziazioni che caratterizzano il sistema di distribuzione rispetto a quello di trasmissione si concentrano

nella scarsa disponibilità di misure eseguite on-line. A livello della rete di distribuzione, infatti, non è pensabile, per l'estensione e il numero di nodi, introdurre un sistema di misura capillare della tensione in ogni nodo o delle potenze assorbite da ogni carico, similmente a quanto eseguito per i nodi di trasmissione dove sono praticate misure con elevato numero di ridondanza. Le uniche misure online disponibili sono solitamente locali (la tensione alle sbarre di cabina primaria o la potenza che viene assorbita dai singoli feeder in partenza dalla CP). Se si utilizzassero nell'algoritmo esclusivamente tali misure si creerebbe un problema detto di "osservabilità" della rete. Il numero di variabili di stato n (tensioni e relativi angoli di fase), infatti, supererebbe il numero delle misure m e di conseguenza sarebbe impossibile risolvere il sistema, dato che il numero delle incognite sarebbe maggiore del numero delle equazioni [10].

5.1.2 Pseudo misure

Al fine di superare le problematiche di osservabilità e pervenire alla stima approssimata dello stato di funzionamento della rete, l'algoritmo di state estimation per una rete di distribuzione (DSE) deve integrare le poche misure in tempo reale disponibili in cabina primaria (misure locali, in particolare di tensione sulle sbarre AT e MT e di flussi di potenza) con le misurazioni remote (in particolare di tensione) se presenti in punti critici della rete con un gran numero di cosiddette "pseudo - misure".

Per pseudo - misure si intendono in genere le stime del comportamento delle utenze (carichi e unità di generazione), solitamente ricavate off-line mediante modelli. Tuttavia non è possibile, data la variabilità dei carichi stessi, ottenere una stima deterministica del valore di questi ultimi. Si ricorre, quindi, a tecniche di previsione dell'assorbimento del singolo carico o di gruppi di carichi (Load Modelling) che forniscono un valore centrale unitamente ad una determinata incertezza potenzialmente piuttosto ampia in relazione a quella fornita da una misura anche di scarsa accuratezza. Dal valore d'incertezza attribuita alle pseudo - misure, ipotizzando anche per queste una distribuzione di tipo normale, si risale alla deviazione standard da associare ai valori previsti. Queste tecniche consentono di determinare la potenza attiva e reattiva iniettate in un nodo in un dato istante, con le rispettive varianze, che rappresentano gli effettivi dati d'ingresso dell'algoritmo di State Estimation. Molteplici tecniche di Load Modelling sono in grado di fornire tali indicazioni sulla base dell'analisi di misure locali, di dati contrattuali o tariffari [11].

5.1.3 Tecniche di load modelling ed elaborazione delle pseudo misure

Nella precedente sezione si è potuto osservare come in molti casi, per effetto della limitata disponibilità di misure on-line, è necessario adottare degli accorgimenti al fine di contenere tale incertezza al di sotto di valori accettabili. Saranno ora illustrate alcune tecniche che consentono di migliorare il livello di confidenza associato alle tensioni stimate e al contempo di ridurre gli errori tra i valori stimati e i valori “veri” dei parametri di rete non direttamente misurati. Vengono in particolare analizzate differenti metodologie che consentono di valutare in modo più preciso la potenza assorbita dai carichi nelle varie condizioni di funzionamento della rete.

Date le caratteristiche delle reti di distribuzione MT e BT (estensione, numero di nodi e numero di utenze allacciate), la misura in tempo reale della potenza assorbita da ogni singolo carico è una soluzione difficilmente realizzabile in funzione dei costi e della difficoltà di realizzazione di un sistema capillare di trasmissione dei dati facente uso delle attuali tecnologie. Una soluzione alternativa fa uso di tecniche di modellizzazione dei carichi (Load Modelling) per ottenere previsioni maggiormente dettagliate riguardo al consumo istantaneo di ogni utenza. Per ottenere queste stime si impiegano tecniche di previsione del carico elettrico, da molto tempo utilizzate a livello della rete di trasmissione per le operazioni di dispacciamento e per la gestione del mercato dell’energia. Queste tecniche, facendo uso di dati storici sui consumi combinati con informazioni meteorologiche, possono fornire una previsione sull’assorbimento di un dato carico nel periodo temporale successivo a quello di valutazione (tipicamente di un quarto d’ora, di un’ora o di un giorno). In particolare possono essere realizzate curve di carico normalizzate specifiche di una determinata classe d’utenza. Unitamente ai dati provenienti dalle misure in tempo reale della potenza assorbita dalla rete e con la conoscenza della tipologia delle utenze connesse ai vari nodi, è possibile risalire, con gradi di precisione diversi, all’assorbimento istantaneo di ogni singolo carico (vedi Figura 5.2)

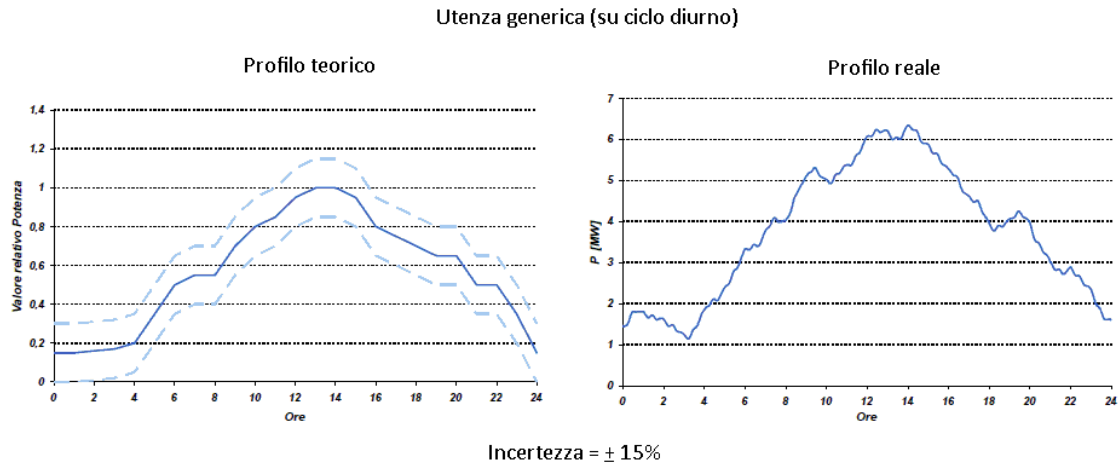


Figura 5.2 - Andamento profilo utenza generica nel caso previsto e reale

5.2 Utilizzo della potenza reattiva dei generatori

L'idea su cui si basa il controllo attivo delle reti MT, caratterizzate da una forte penetrazione di GD, è quella di utilizzare ai fini del controllo di tensione le potenze reattive (Q) della GD stessa. Quest'idea sta alla base di tutte le modalità di controllo presentate in questo elaborato, che si distingueranno poi per la modalità in cui verrà calcolata la quantità di potenza reattiva da produrre per ogni generatore. Ai generatori distribuiti sarà quindi richiesto di produrre o assorbire potenza reattiva, in modo da innalzare o abbassare la tensione all'interno della rete, secondo le necessità. I generatori dovranno essere quindi delle macchine in grado di poter fornire ed assorbire potenza reattiva a seconda delle loro capability. In linea di massima quindi, ai fini del controllo, non si potranno utilizzare macchine asincrone, ma ad esempio generatori sincroni, generatori eolici doubly fed (D-FIG) o impianti fotovoltaici dotati di inverter.

Allo stato attuale soluzioni di questo tipo non sono ancora utilizzate, infatti dei piccoli generatori collegati in rete MT di norma vengono fatti funzionare a $\cos\phi$ costante ed in molti casi addirittura con $\cos\phi = 1$ (produzione esclusivamente di potenza attiva). Questo avviene principalmente perché il controllo della potenza reattiva (sia come costi, sia come gestione) sarebbe a carico del proprietario del generatore, il quale non ha alcun interesse nel farlo giacché il gestore della rete non remunera tale servizio. Questa situazione è a oggi sostenibile in quanto si è in presenza di reti praticamente passive, in cui la presenza di piccoli generatori è modesta. In un prossimo futuro è invece ragionevole pensare che, con l'aumentare della presenza di GD all'interno delle reti i gestori saranno costretti ad obbligare i possessori di GD alla produzione di potenza reattiva, permettendo tipologie di controllo della tensione di questo tipo. Tuttavia il problema è scegliere un metodo valido

per il calcolo della potenza reattiva da produrre nei vari generatori. Di seguito sono presentati tre diversi metodi di controllo della potenza reattiva dei generatori: in prima analisi un controllo locale decentralizzato, successivamente un controllo basato su un algoritmo di ottimizzazione ed infine un controllo che utilizza il concetto di matrice di sensitività della rete chiamato controllo coordinato.

5.2.1 Controllo locale decentralizzato

La prima tipologia di controllo che utilizza, ai fini della regolazione di tensione, la potenza reattiva dei GD è un controllo locale decentralizzato. Una regolazione di questo tipo prevede che l' i -esimo generatore agisca sulla propria potenza reattiva (la variabile di controllo) osservando solamente l'errore di tensione relativo al nodo in cui è allacciato. Con tale struttura di controllo non sono quindi prese in considerazione le iterazioni che possono essere presenti nel sistema. Nonostante tali limiti, gli schemi di controllo decentralizzati sono molto utilizzati nelle applicazioni industriali in quanto implicano una maggiore semplicità del regolatore, spesso costituito da semplici PI o PID, ed una minore complessità del sistema di trasmissione dati [12]. In Figura 5.3 viene mostrata la struttura generale del sistema di controllo analizzato:

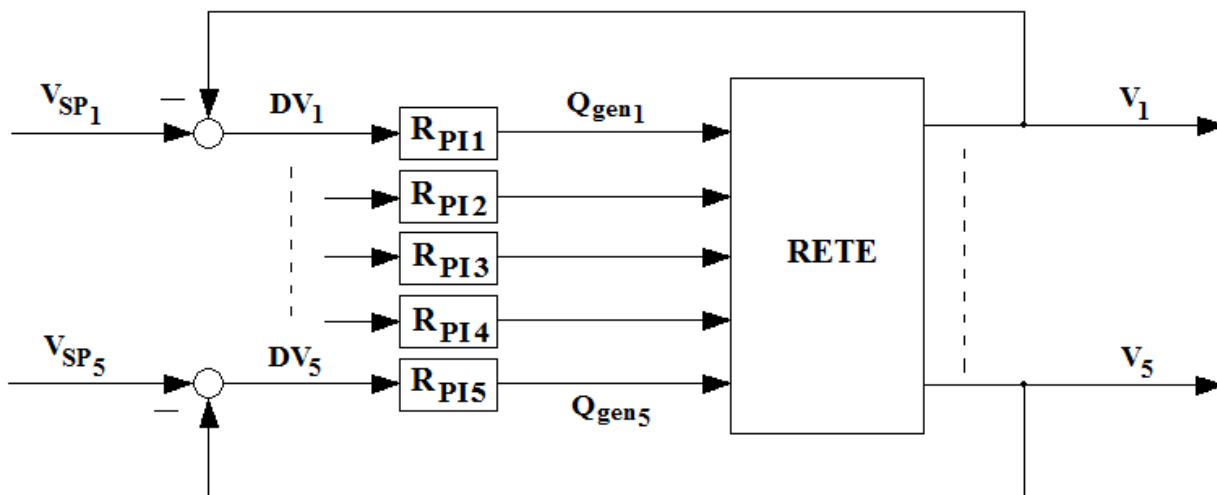


Figura 5.3 - Sistema di controllo decentralizzato

Il controllore proposto è di tipo proporzionale integrale (PI) a tempo discreto (Figura 5.4), in quanto la regolazione interviene ogni 5' in modo da non sollecitare troppo, con eccessive variazioni, i generatori. Il set point di tensione per ogni GD è stato imposto pari al valore di tensione nominale V_{NOM} ($V_{SP} = 1$ [p.u.]) ed il guadagno dei regolatori è stato tarato in modo sperimentale: si è scelto di imporre la potenza reattiva massima erogabile

(positiva o negativa) dal GD nel caso in cui l'errore di tensione nel suo nodo fosse pari ad un errore massimo accettabile(positivo o negativo), preso pari al 5% rispetto alla V_{NOM} . Per errori di tensione inferiori all'errore massimo il guadagno segue una legge lineare (Figura 5.5), per errori di tensione superiori invece l'azione di controllo viene saturata alla potenza reattiva massima erogabile dal generatore.

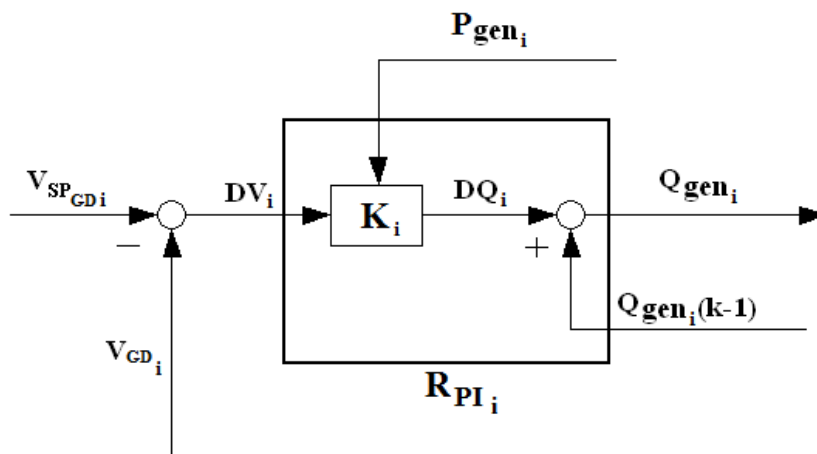


Figura 5.4 - Controllore PI utilizzato nel controllo decentralizzato

È bene notare come la potenza reattiva massima erogabile dai GD sia legata alle curve di capability di tali generatori e quindi, dato che la potenza attiva generata varia istante per istante, anche quella reattiva massima erogabile varierà istante per istante. Questo provoca di conseguenza che il regolatore diviene a parametri variabili: il coefficiente K (pendenza della retta), varierà istante per istante.

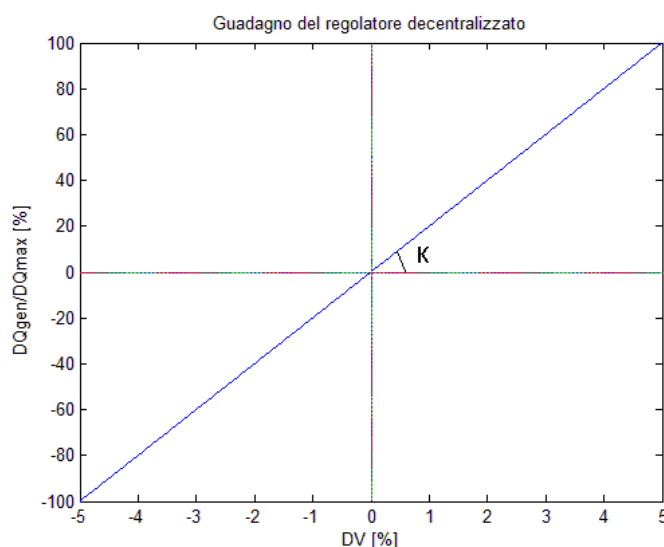


Figura 5.5 - Andamento del guadagno del regolatore (K)

Nel regolatore implementato l'azione integrale è data semplicemente dalla somma della potenza reattiva generata all'istante precedente ($Q_{gen}(k-1)$) con il risultato dell'azione

proporzionale (DQ). Nel regolatore, inoltre, è presente l'azione di desaturazione che rende il controllore in configurazione antiwind-up.

$$\begin{aligned} Q_{gen_i}(k) &= \Delta Q_i(k) + Q_{gen_i}(k-1) \\ &= \frac{\Delta Q_{MAX_i}(P_i(k))}{\Delta V_{MAX}} \cdot \Delta V_i(k) + Q_{gen_i}(k-1) \end{aligned} \quad (5.1)$$

Un'architettura di controllo alternativa prevede, ai fini di sgravare l'azione dei generatori, la modifica del guadagno dei regolatori con l'inserimento di una deadzone: per un dato range di DV il regolatore non interviene, mentre oltre tale banda si è lasciato il legame lineare tra DV e DQmax (Figura 5.6).

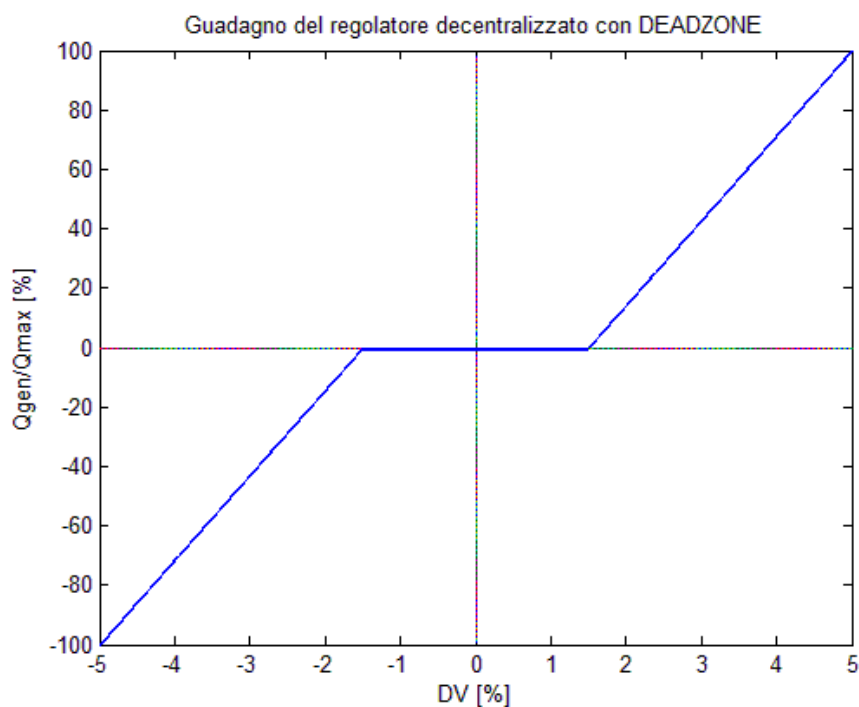


Figura 5.6 - Andamento del guadagno del regolatore in presenza di deadzone

L'ampiezza della banda morta è arbitraria, anche se è bene prenderla non troppo grande in quanto si andrebbe incontro ad interventi sporadici ma consistenti dell'azione di controllo. Nel caso invece si scegliesse la deadzone troppo ristretta, le differenze rispetto caso di partenza con guadagno lineare sarebbero molto limitate.

Nelle simulazioni presentate nel capitolo **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** sono state utilizzate due diverse deadzone, di ampiezza pari rispettivamente al 2% (nessuna azione per DV compresi tra $\pm 1\%$) e 4% (nessuna azione per DV compresi tra $\pm 2\%$).

Il controllo decentralizzato sopra descritto è la strategia di controllo più semplice da attuare (si riduce semplicemente ad un controllo di tensione della macchina allacciata alla rete). Con questa architettura, però, si possono avere situazioni di instabilità nel caso in cui ci fossero, ad esempio, due GD collegati a nodi vicini o allo stesso nodo che provano a controllare la stessa tensione; sarebbe quindi necessario utilizzare degli accorgimenti per evitare tale fenomeno.

5.2.2 Ottimizzazione

Un possibile metodo per la scelta delle potenze reattive da far produrre o assorbire dai vari generatori è quello di utilizzare un algoritmo di minimizzazione. La funzione da minimizzare inizialmente scelta è la seguente:

$$F = \sum |V - V_{nom}| \quad (5.2)$$

Si vuole minimizzare quindi la sommatoria del valore assoluto degli errori di tensione, rispetto alla tensione nominale, in ogni nodo della rete. La minimizzazione deve rispettare determinati vincoli non lineari e per questo motivo il solutore utilizzato per effettuare la minimizzazione è “fmincon”, un algoritmo già presente in Matlab che minimizza una funzione obiettivo rispettando dei vincoli lineari, dei vincoli non lineari ed i limiti superiori e inferiori sulle variabili in gioco. Fmincon risolve problemi nella forma della (5.3):

$$\min_X F(X)$$

Tale che:

$$\begin{aligned} A \cdot X &\leq B & A_{eq} \cdot X &= B_{eq} \\ C(X) &\leq 0 & C_{eq}(X) &= 0 \end{aligned} \quad (5.3)$$

$$LB \leq X \leq UB$$

Nel caso in esame le variabili X sono le potenze reattive dei generatori e la funzione obiettivo è la (5.2). I limiti sulle variabili sono imposti dalle capability dei generatori ed infine gli unici vincoli presenti sono vincoli non lineari di disuguaglianza necessari a

definire la massima e minima tensione ammissibile nel sistema. In particolare nel sistema preso in esame con cinque generatori distribuiti si ha che:

$$X = [Q_1, Q_2, Q_3, Q_4, Q_5] = Q \quad (5.4)$$

$$F(X) = \sum |V - V_{nom}| \quad (5.5)$$

$$C(X) = \begin{bmatrix} V - 1.05 \cdot V_{nom} \\ -V + 0.95 \cdot V_{nom} \end{bmatrix} \leq 0 \quad (5.6)$$

$$LB = Q_{min} \leq Q \leq Q_{max} = UB \quad (5.7)$$

La (5.4) definisce le variabili su cui agire per la minimizzazione, la (5.5) definisce la funzione da minimizzare, la (5.6) definisce i vincoli non lineari che deve rispettare la funzione F e la (5.7) definisce i limiti inferiore e superiore relativi alla variabile X definiti, come già detto in precedenza, dalle capability dei generatori. L'algoritmo di minimizzazione restituisce quindi le potenze reattive ottime (positive o negative) da far produrre a ciascun generatore in modo da ridurre al minimo l'errore di tensione in ogni nodo. Questo metodo quindi è un controllo di tipo centralizzato, in cui la scelta di potenza reattiva da generare o assorbire per ogni generatore è vincolata rispetto al comportamento degli altri GD nella rete. Un vantaggio dell'utilizzo di un algoritmo di minimizzazione è che la funzione da minimizzare è facilmente modificabile in modo da poter porre l'attenzione su obiettivi diversi. Ad esempio un'altra possibile funzione obiettivo potrebbe essere la seguente (5.8):

$$F(X) = C_1 \cdot \left| \frac{Q_{AT} - Q_0}{Q_{tot}} \right| + C_2 \cdot \frac{1}{N} \sum_1^N \left| \frac{V - V_{nom}}{e_{max}} \right| \quad (5.8)$$

In cui abbiamo che:

- C_1 e C_2 sono i pesi da assegnare alle due diverse parti della funzione da minimizzare;
- Q_{AT} è la potenza reattiva scambiata con la rete AT (presa positiva se transitante dalla rete AT alla rete MT);

- Q_0 è un valore arbitrario che indica il valore desiderato di potenza reattiva scambiata con la rete AT;
- Q_{tot} è la potenza reattiva totale richiesta dalla rete;
- V è la tensione misurata in ogni nodo della rete;
- V_{nom} è la tensione nominale ($V_{NOM} = 1$);
- e_{max} è l'errore massimo accettabile all'interno della rete, pari a 0.05 in per unit; (p.u.) definito anche nei vincoli nella (5.6);
- N è il numero di nodi della rete.

Con la funzione (5.8) si intende porre l'attenzione, oltre che sull'errore di tensione, anche sullo scambio di potenza reattiva con la rete di alta tensione. Attraverso i pesi C_1 e C_2 è possibile dare più o meno importanza a uno dei due obiettivi. Uno scambio di potenza reattiva ridotto sarebbe positivo per il gestore della rete MT in quanto si avrebbe un risparmio economico e si potrebbero diminuire le perdite di potenza nella rete. Si potrebbe quindi imporre $Q_0 = 0$ in modo da minimizzare lo scambio con la rete AT; tale condizione è ovviamente limite perchè presuppone che i GD riescano in ogni momento a soddisfare la domanda di reattivo dei carichi.

L'utilizzazione di un algoritmo di ottimizzazione presuppone però la necessità di una totale conoscenza della rete, è necessario quindi l'utilizzo di uno state estimator che ricostruisca le grandezze non ottenibili mediante reali misurazioni.

5.2.3 Sensitività

Un altro metodo per determinare la potenza reattiva da assegnare ad ogni generatore ai fini del controllo di tensione, si basa sul concetto di matrice di sensitività (MS) della rete. L'utilizzo della MS è utile per l'implementazione di controlli real time di flussi di potenza e di tensione nelle reti di distribuzione che presentano generazione distribuita. Lo studio mediante MS è utilizzabile per una prima rapida analisi della rete, per individuare ad esempio la presenza di nodi critici sulla quale successivamente agire con un'opportuna regolazione. L'analisi di sensitività è inoltre molto importante nelle reti elettriche di potenza ai fini di individuare eventuali cambiamenti di parametri elettrici a causa di variazioni dei carichi o dei generatori. Nello specifico questo metodo è alla base della soluzione di vari problemi di ottimizzazione atti, ad esempio, alla regolazione di tensione, al posizionamento ottimo dei generatori o dei condensatori di rifasamento ecc.

Verranno presentati due metodi per il calcolo della MS, utilizzata per esprimere il legame tra la tensione ai nodi della rete e le potenze attive e reattive presenti in essa. I metodi sfrutteranno rispettivamente le espressioni di un modello del sistema a corrente costante (CCM – constant current model) e le espressioni di un modello a corrente costante semplificato (SCCM – simplified constant current model) [13]. Entrambi i modelli permettono di ottenere un legame lineare tra la variazione di tensione ai nodi della rete e la variazione di potenza attiva e reattiva ai nodi stessi.

Si consideri una rete trifase simmetrica, con distribuzione radiale, avente n nodi ed n rami, dove si definisce “nodo” il punto in cui sono connessi i carichi, mentre i “rami” sono i conduttori che collegano due nodi tra loro. I nodi vengono numerati secondo la seguente convenzione: l’origine della rete (tipicamente il trasformatore AT/MT della stazione primaria) prende il numero 0 e gli altri nodi sono enumerati via via in sequenza. I rami invece sono caratterizzati dallo stesso numero del nodo collegato a valle. In Figura 5.7 è mostrato l’esempio di una rete caratterizzata dalla presenza di 7 nodi e 7 rami:

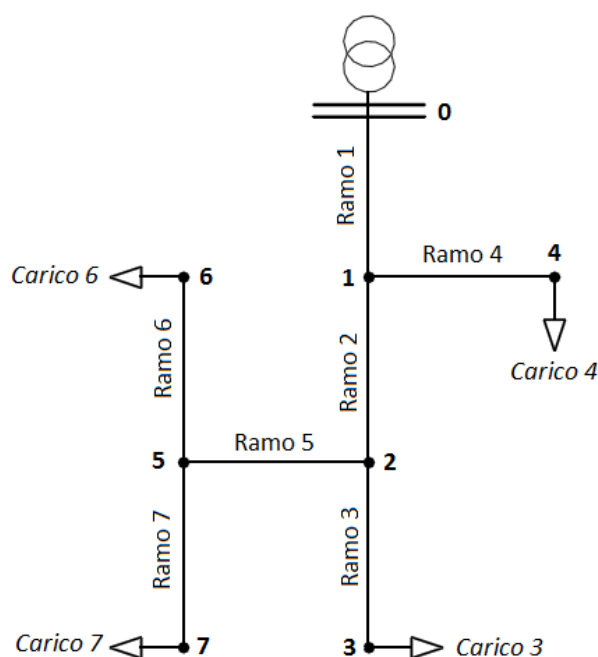


Figura 5.7 - Esempio di numerazione dei nodi e dei rami di una rete

Questa numerazione permette la creazione di una matrice, denominata matrice d’incidenza $[A]$, la cui dimensione è $(n \times n)$, dove le righe corrispondono agli n rami della rete e le colonne agli n nodi. Gli elementi della matrice d’incidenza descrivono la topologia della rete e sono pari ad 1 se il nodo corrispondente alla colonna j è alimentato dal ramo corrispondente alla riga i , 0 altrove.

La matrice di incidenza relativa alla rete in Figura 5.7 è:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (5.9)$$

Il calcolo dei flussi di corrente nei rami è determinato attraverso la moltiplicazione tra la matrice d'incidenza A ed il vettore delle correnti assorbite dai carichi:

$$[\bar{J}] = [A] \cdot [\bar{I}] \quad (5.10)$$

In cui si ha che:

- $[\bar{I}]$ è il vettore delle correnti assorbite dei carichi di dimensione $(nx1)$;
- $[\bar{J}]$ è il vettore delle correnti circolanti nei rami di dimensione $(nx1)$.

L'impedenza complessa della rete è invece definita come il prodotto tra la matrice d'incidenza trasposta, per la matrice diagonale delle impedenze dei singoli rami (\bar{Z}_b matrice (nxn)), per la matrice d'incidenza:

$$[\bar{Z}] = [A]^t \cdot [\bar{Z}_b] \cdot [A] \quad (5.11)$$

Considerando ora le tensioni, si possono calcolare le cadute di potenziale su ogni ramo ($\overline{\Delta U}_h$) rispetto al nodo di partenza. Prendendo come nota la tensione del nodo di partenza \bar{V}_0 , si può facilmente calcolare la differenza di potenziale su ogni ramo sapendo che $\overline{\Delta V}_h$ è la caduta rispetto al ramo h e $\overline{\Delta U}_h$ è la caduta di tensione totale dal nodo h al nodo 0:

$$\overline{\Delta U}_h = \bar{V}_0 - \bar{V}_h \quad (5.12)$$

$$[\overline{\Delta U}] = [A]^t \cdot [\overline{\Delta V}] \quad (5.13)$$

Nelle quali troviamo:

- $[\overline{\Delta U}]$ che è un vettore $(nx1)$ i cui elementi sono le cadute di tensione $\overline{\Delta U}_h$
- $[\overline{\Delta V}]$ che è un vettore $(nx1)$ i cui elementi sono le cadute di tensione $\overline{\Delta V}_h$.

Il vettore delle cadute di tensione su ogni ramo è esprimibile come il prodotto tra la matrice delle impedenze di ogni singolo ramo per il vettore delle correnti circolanti nei

rami. Con semplici passaggi matematici si può dimostrare come questo sia uguale al prodotto tra la matrice impedenza complessa della rete per il vettore delle correnti dei carichi:

$$[\overline{\Delta V}] = [Z_b] \cdot [\bar{J}] \quad (5.14)$$

$$[\overline{\Delta U}] = [A]^t \cdot [Z_b] \cdot [\bar{J}] \quad (5.15)$$

$$[\overline{\Delta U}] = [A]^t \cdot [Z_b] \cdot [A] \cdot [\bar{I}] \quad (5.16)$$

$$[\overline{\Delta U}] = [\bar{Z}] \cdot [\bar{I}] \quad (5.17)$$

Sostituendo nella (5.17) $\overline{\Delta U}$ nella forma della (5.12) in cui $[\bar{V}]$ è il vettore delle tensioni ai nodi della rete si ha che:

$$[\bar{V}] = [\bar{V}_o] - [\overline{\Delta U}] = [\bar{V}_o] - [\bar{Z}] \cdot [\bar{I}] \quad (5.18)$$

Per l' i -esimo nodo la potenza complessa sulla singola fase \bar{S}_i è definita come :

$$\bar{S}_i = \bar{V}_i \cdot \bar{I}_i^* = \bar{P}_i + j\bar{Q}_i \quad (5.19)$$

Dove si ha che:

- \bar{V}_i è la differenza di potenziale tra il nodo i -esimo e la terra;
- \bar{I}_i è la corrente di fase nel nodo i -esimo e \bar{I}_i^* è il suo complesso e coniugato;
- \bar{P}_i è la potenza attiva della singola fase nel nodo i -esimo;
- \bar{Q}_i è la potenza reattiva della singola fase nel nodo i -esimo.

La potenza attiva (reattiva) nel nodo i -esimo è presa come la differenza tra la potenza attiva (reattiva) utilizzata e la potenza attiva (reattiva) prodotta nel nodo come rappresentato in Figura 5.8:

$$P_i = P_{Li} - P_{Gi} \quad (5.20)$$

$$Q_i = Q_{Li} - Q_{Gi} \quad (5.21)$$

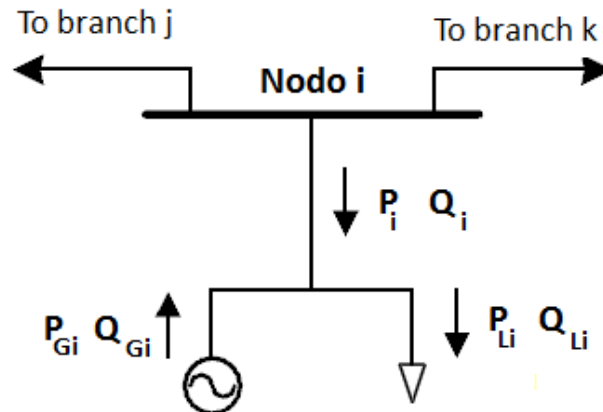


Figura 5.8 - Convenzioni utilizzate per le potenze attive e reattive

Esprimendo la potenza complessa S in forma vettoriale risulta:

$$[\bar{S}] = [\bar{V}] \cdot [\bar{I}^*] = [P] + j[Q] \quad (5.22)$$

Con un semplice artificio matematico si può ottenere il vettore corrente come:

$$[\bar{S}^*] = [\bar{V}^*] \cdot [\bar{I}] = [P] - j[Q] \quad (5.23)$$

$$[\bar{I}] = \frac{[P] - j[Q]}{[\bar{V}^*]} \quad (5.24)$$

Sostituendo la (5.24) nella (5.18) si ha:

$$[\bar{V}] = [\bar{V}_0] - [\bar{Z}] \cdot \frac{[P] - j[Q]}{[\bar{V}^*]} \quad (5.25)$$

Sostituendo ora la matrice delle impedenze di rete, con le matrici della sua parte reale $[R]$ ed immaginaria $[X]$ si ottiene la seguente formula per la tensione di rete:

$$[\bar{V}] = [\bar{V}_0] - ([R] + j[X]) \cdot \frac{[P] - j[Q]}{[\bar{V}^*]} \quad (5.26)$$

Prendendo come riferimento di fase la tensione del nodo zero $\bar{V}_0 = V_0 \cdot e^{j0}$ si può scrivere:

$$[\bar{V}] = [V_0] - ([R] + j[X]) \cdot \frac{[P] - j[Q]}{[\bar{V}^*]} \quad (5.27)$$

Così facendo la forma della tensione trovata è una relazione non lineare, in quanto si sono descritti i carichi ed i generatori con modelli a potenza costante (CPM – constant power model). Questi tipi di equazioni sono risolvibili con algoritmi iterativi. Se si descrivessero i generatori ed i carichi con modelli a corrente costante (CCM) si otterrebbero invece delle relazioni lineari descrivibili come segue.

Considerando un modello a corrente costante, l'espressione della tensione per l'*i-esimo* nodo può essere scritta come:

$$[\bar{V}] = [V_0] - ([R] + j[X]) \cdot \left(\frac{[P]}{V_{nom}} - j \frac{[Q]}{V_{nom}} \right) \quad (5.28)$$

Dove le potenze sono riferite alla tensione nominale della singola fase (V_{nom}). Dividendo la tensione tra parte reale e parte immaginaria risulta:

$$[\bar{V}] = [V_0] - \frac{[R] \cdot [P] + [X] \cdot [Q]}{V_{nom}} - j \frac{[X] \cdot [P] - [R] \cdot [Q]}{V_{nom}} \quad (5.29)$$

L'*i-esimo* elemento del vettore $[\bar{V}]$ è esprimibile attraverso una semplice espressione lineare come:

$$\bar{V}_i = V_0 - \frac{1}{V_{nom}} \left[\sum_{k=1}^n R_{ik} \cdot P_k + \sum_{k=1}^n X_{ik} \cdot Q_k \right] - j \frac{1}{V_{nom}} \left[\sum_{k=1}^n X_{ik} \cdot P_k - \sum_{k=1}^n R_{ik} \cdot Q_k \right] \quad (5.30)$$

Quello ottenuto è il modello a corrente costante (CCM), come già detto in precedenza però esiste anche un modello semplificato che introduce le seguenti ipotesi semplificative:

- Si considera per generatori e carichi un modello a corrente costante (le potenze sono riferite alla tensione nominale)
- La fase tra nodi diversi viene considerata trascurabile e quindi, prendendo il fasore di riferimento V_0 sull'asse reale, si considererà solo la parte reale della tensione: $[V] = real [\bar{V}]$

Conseguentemente l'espressione della tensione può essere riscritta come:

$$[V] = [V_0] - \frac{[R] \cdot [P] + [X] \cdot [Q]}{V_{nom}} \quad (5.31)$$

Il valore efficace della tensione al nodo i -esimo (V_i) può essere espressa come segue:

$$V_i = V_0 - \frac{1}{V_{nom}} \left(\sum_{k=1}^n R_{ik} \cdot P_k + \sum_{k=1}^n X_{ik} \cdot Q_k \right) \quad (5.32)$$

Qualunque sia il metodo utilizzato (*CCM* o *SCCM*) si può assumere che la tensione nel nodo i -esimo è funzione delle potenze attive e reattive in ogni nodo del sistema:

$$V_i = V_i(P_1, P_2, \dots, P_n, Q_1, Q_2, \dots, Q_n) \quad (5.33)$$

Il differenziale totale in funzione di V_i è quindi dato da:

$$dV_i = \sum_{j=1}^n \frac{\partial V_i}{\partial P_j} \cdot dP_j + \sum_{j=1}^n \frac{\partial V_i}{\partial Q_j} \cdot dQ_j \quad (5.34)$$

Dove le derivate $\frac{\partial V_i}{\partial P_j}$ e $\frac{\partial V_i}{\partial Q_j}$ possono essere considerate come i coefficienti di sensitività delle tensioni, riferiti al nodo in cui si ha una variazione di potenza. Il significato fisico dei coefficienti della (5.34) è il seguente:

- Per $i=j$ viene fornita la variazione di tensione nel nodo i causata da una variazione di potenza attiva e/o reattiva nel nodo i ;
- Per $i \neq j$ viene fornita la variazione di tensione nel nodo i causata da una variazione di potenza attiva e/o reattiva nel nodo j ;

Considerando gli n nodi della rete l'espressione del differenziale totale di tensione diviene:

$$\begin{bmatrix} dV_1 \\ \dots \\ dV_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial V_1}{\partial P_1} & \dots & \frac{\partial V_1}{\partial P_n} & \frac{\partial V_1}{\partial Q_1} & \dots & \frac{\partial V_1}{\partial Q_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial V_n}{\partial P_1} & \dots & \frac{\partial V_n}{\partial P_n} & \frac{\partial V_n}{\partial Q_1} & \dots & \frac{\partial V_n}{\partial Q_n} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} dP_1 \\ \dots \\ dP_n \\ dQ_1 \\ \dots \\ dQ_n \end{bmatrix} \quad (5.35)$$

A questo punto si può quindi definire la matrice di sensitività ($[S]$) della rete, di dimensione $(n \times 2n)$, i cui elementi sono i coefficienti di sensitività (5.36).

$$[S] = \begin{bmatrix} \frac{\partial V_1}{\partial P_1} & \dots & \frac{\partial V_1}{\partial P_n} & \frac{\partial V_1}{\partial Q_1} & \dots & \frac{\partial V_1}{\partial Q_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial V_n}{\partial P_1} & \dots & \frac{\partial V_n}{\partial P_n} & \frac{\partial V_n}{\partial Q_1} & \dots & \frac{\partial V_n}{\partial Q_n} \end{bmatrix} \quad (5.36)$$

La matrice [S] può essere riscritta nel seguente modo:

$$[S] = [S_P | S_Q] \quad (5.37)$$

Dove le due sottomatrici $[S_P]$ e $[S_Q]$ di dimensione $(n \times n)$ sono:

$$[S_P] = \begin{bmatrix} \frac{\partial V_1}{\partial P_1} & \dots & \frac{\partial V_1}{\partial P_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial V_n}{\partial P_1} & \dots & \frac{\partial V_n}{\partial P_n} \end{bmatrix} \quad [S_Q] = \begin{bmatrix} \frac{\partial V_1}{\partial Q_1} & \dots & \frac{\partial V_1}{\partial Q_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial V_n}{\partial Q_1} & \dots & \frac{\partial V_n}{\partial Q_n} \end{bmatrix} \quad (5.38)$$

I coefficienti della matrice di sensitività possono essere determinati sfruttando sia il metodo CCM che l'SCCM. Di seguito sono riportati i passaggi matematici per il calcolo dei coefficienti della matrice di sensitività utilizzando il metodo CCM:

$$\bar{V}_i = V_0 - \frac{1}{V_{nom}} \left[\sum_{k=1}^n R_{ik} \cdot P_k + \sum_{k=1}^n X_{ik} \cdot Q_k \right] - j \frac{1}{V_{nom}} \left[\sum_{k=1}^n X_{ik} \cdot P_k - \sum_{k=1}^n R_{ik} \cdot Q_k \right] \quad (5.39)$$

$$V_i^2 = \left\{ V_0 - \frac{1}{V_{nom}} \left[\sum_{k=1}^n R_{ik} \cdot P_k + \sum_{k=1}^n X_{ik} \cdot Q_k \right] \right\}^2 + \left\{ \frac{1}{V_{nom}} \left[\sum_{k=1}^n X_{ik} \cdot P_k - \sum_{k=1}^n R_{ik} \cdot Q_k \right] \right\}^2 \quad (5.40)$$

$$\begin{aligned} V_i^2 = & V_0^2 - \frac{2 \cdot V_0}{V_{nom}} \left[\sum_{k=1}^n R_{ik} \cdot P_k + \sum_{k=1}^n X_{ik} \cdot Q_k \right] \\ & + \frac{1}{V_{nom}^2} \left[\left(\sum_{k=1}^n R_{ik} \cdot P_k \right)^2 + 2 \left(\sum_{k=1}^n R_{ik} \cdot P_k \right) \left(\sum_{k=1}^n X_{ik} \cdot Q_k \right) + \left(\sum_{k=1}^n X_{ik} \cdot Q_k \right)^2 \right] \\ & + \frac{1}{V_{nom}^2} \left[\left(\sum_{k=1}^n X_{ik} \cdot P_k \right)^2 - 2 \left(\sum_{k=1}^n X_{ik} \cdot P_k \right) \left(\sum_{k=1}^n R_{ik} \cdot Q_k \right) + \left(\sum_{k=1}^n R_{ik} \cdot Q_k \right)^2 \right] \end{aligned} \quad (5.41)$$

Ricordando che:

$$\frac{dV_i^2}{dP_j} = 2V_i \frac{dV_i}{dP_j} \quad j = 1, \dots, n \quad (5.42)$$

Risulta:

$$\begin{aligned}
2V_i \frac{dV_i}{dP_j} = & -\frac{2 \cdot V_0}{V_{nom}} R_{ij} \\
& + \frac{1}{V_{nom}^2} \left[2 \left(\sum_{k=1}^n R_{ik} \cdot P_k \right) R_{ij} + 2 \left(\sum_{k=1}^n X_{ik} \cdot Q_k \right) R_{ij} \right] \\
& + \frac{1}{V_{nom}^2} \left[2 \left(\sum_{k=1}^n X_{ik} \cdot P_k \right) X_{ij} - 2 \left(\sum_{k=1}^n R_{ik} \cdot Q_k \right) X_{ij} \right]
\end{aligned} \quad (5.43)$$

Con alcuni calcoli si può infine ottenere:

$$\begin{aligned}
V_i \frac{dV_i}{dP_j} = V_i (S_P)_{ij} = & -\frac{V_0}{V_{nom}} R_{ij} \\
& + \frac{1}{V_{nom}^2} \left[R_{ij} \left(\sum_{k=1}^n R_{ik} \cdot P_k + \sum_{k=1}^n X_{ik} \cdot Q_k \right) + X_{ij} \left(\sum_{k=1}^n X_{ik} \cdot P_k - \sum_{k=1}^n R_{ik} \cdot Q_k \right) \right]
\end{aligned} \quad (5.44)$$

Perciò gli elementi della matrice di sensitività sono dati da:

$$\begin{aligned}
(S_P)_{ij} = & -\frac{V_0}{V_i \cdot V_{nom}} R_{ij} \\
& + \frac{1}{V_i \cdot V_{nom}^2} \left[R_{ij} \left(\sum_{k=1}^n R_{ik} \cdot P_k + \sum_{k=1}^n X_{ik} \cdot Q_k \right) + X_{ij} \left(\sum_{k=1}^n X_{ik} \cdot P_k - \sum_{k=1}^n R_{ik} \cdot Q_k \right) \right]
\end{aligned} \quad (5.45)$$

con $i, j = 1, 2, \dots, n$

Ovviamente il ragionamento visto per la potenza attiva vale anche per la potenza reattiva, ed in particolare:

$$\frac{dV_i^2}{dQ_j} = 2V_i \frac{dV_i}{dQ_j} \quad j = 1, \dots, n \quad (5.46)$$

$$\begin{aligned}
2V_i \frac{dV_i}{dQ_j} = & -\frac{2 \cdot V_0}{V_{nom}} X_{ij} + \frac{1}{V_{nom}^2} \left[2 \left(\sum_{k=1}^n X_{ik} \cdot Q_k \right) X_{ij} + 2 \left(\sum_{k=1}^n R_{ik} \cdot P_k \right) X_{ij} \right] \\
& + \frac{1}{V_{nom}^2} \left[2 \left(\sum_{k=1}^n R_{ik} \cdot Q_k \right) R_{ij} - 2 \left(\sum_{k=1}^n X_{ik} \cdot P_k \right) R_{ij} \right]
\end{aligned} \quad (5.47)$$

$$(S_Q)_{ij} = -\frac{V_0}{V_i \cdot V_{nom}} X_{ij} + \frac{1}{V_i \cdot V_{nom}^2} \left[X_{ij} \left(\sum_{k=1}^n X_{ik} \cdot Q_k + \sum_{k=1}^n R_{ik} \cdot P_k \right) + R_{ij} \left(\sum_{k=1}^n R_{ik} \cdot Q_k - \sum_{k=1}^n X_{ik} \cdot P_k \right) \right] \quad (5.48)$$

con $i, j = 1, 2, \dots, n$

L'utilizzo del metodo semplificato del modello a corrente costante dei carichi e dei generatori, permette di ottenere espressioni molto più semplici per trovare i coefficienti di sensitività. Partendo dalla (5.32) e tenendo conto della (5.42) si ottiene:

$$(S_P)_{ij} = \frac{\partial V_i}{\partial P_j} = -\frac{1}{V_{nom}} \cdot R_{ij} \quad (5.49)$$

$$(S_Q)_{ij} = \frac{\partial V_i}{\partial Q_j} = -\frac{1}{V_{nom}} \cdot X_{ij} \quad (5.50)$$

Perciò la matrice di sensitività risulta facilmente riconducibile alle matrici delle resistenze e delle reattanze del sistema:

$$\left\{ \begin{array}{l} [S_P] = \begin{bmatrix} \frac{\partial V_1}{\partial P_1} & \dots & \frac{\partial V_1}{\partial P_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial V_n}{\partial P_1} & \dots & \frac{\partial V_n}{\partial P_n} \end{bmatrix} = -\frac{1}{V_{nom}} \cdot [R] \\ [S_Q] = \begin{bmatrix} \frac{\partial V_1}{\partial Q_1} & \dots & \frac{\partial V_1}{\partial Q_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial V_n}{\partial Q_1} & \dots & \frac{\partial V_n}{\partial Q_n} \end{bmatrix} = -\frac{1}{V_{nom}} \cdot [X] \end{array} \right. \quad (5.51)$$

Avendo trovato un legame lineare tra la variazione della tensione in ogni nodo della rete e la variazione di potenza attiva e reattiva in ogni nodo, si può quindi pensare di costruire un sistema di controllo classico che tenda a ridurre l'errore di tensione, rispetto a un set point predefinito, agendo sulle variazioni di potenza. Imponendo ad ogni nodo della rete una tensione di riferimento pari a $V_{base}=V_0$, in base alla differenza di potenziale tra tale tensione e la tensione effettiva dell' i -esimo nodo si può calcolare una differenza di potenza $\begin{bmatrix} dP \\ dQ \end{bmatrix}$ tale da portare l'errore di tensione a zero:

$$[dV] = [S] \cdot \begin{bmatrix} dP \\ dQ \end{bmatrix} \Rightarrow \begin{bmatrix} dP \\ dQ \end{bmatrix} = [S]^{-1} \cdot [dV] \quad (5.52)$$

Una rappresentazione mediante schema a blocchi della strategia di controllo data dalla (5.52) è riportata in Figura 5.9:

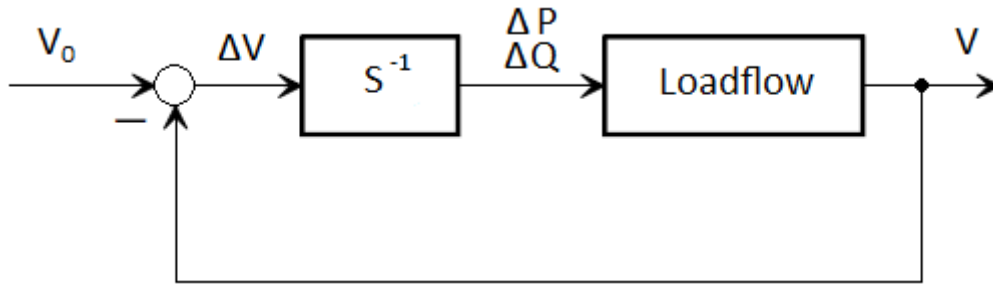


Figura 5.9 - Schema a blocchi del controllo mediante matrice di sensitività

Considerando le potenze attive dei nodi, siano essi caratterizzati dalla presenza di carichi o di generazione distribuita, non manipolabili abbiamo che:

$$[dV] = [S] \cdot \begin{bmatrix} dP \\ dQ \end{bmatrix} = [S_P | S_Q] \cdot \begin{bmatrix} dP \\ dQ \end{bmatrix} \quad (5.53)$$

$$dP = 0 \Rightarrow [dV] = [S_Q] \cdot [dQ] \quad (5.54)$$

In particolare poi la matrice S_Q si può ulteriormente suddividere considerando differenti le variazioni di potenza reattiva nei nodi privi di generazione distribuita (dQ_n) rispetto a quelle nei nodi in cui sono presenti generatori (dQ_{GD}):

$$[S_Q] = \begin{bmatrix} S_{Qnn} & S_{QnGD} \\ S_{QGnD} & S_{QGGD} \end{bmatrix} \quad (5.55)$$

In cui abbiamo che:

- S_{Qnn} lega una variazione di tensione di un nodo privo di GD alla variazione di potenza reattiva di un nodo privo di GD;
- S_{QnGD} lega una variazione di tensione di un nodo privo di GD alla variazione di potenza reattiva di un nodo in cui è presente GD;
- S_{QGnD} lega una variazione di tensione di un nodo in cui è presente GD alla variazione di potenza reattiva di un nodo privo di GD;
- S_{QGGD} lega una variazione di tensione di un nodo in cui è presente GD alla variazione di potenza reattiva di un nodo in cui è presente GD.

Avremo quindi che:

$$[dV] = \begin{bmatrix} dV_n \\ dV_{GD} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_{Qnn} & S_{QnGD} \\ S_{QGnD} & S_{QGnGD} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} dQ_n \\ dQ_{GD} \end{bmatrix} \quad (5.56)$$

In cui dV_n sono le variazioni di tensione nei nodi privi di GD, mentre dV_{GD} le variazioni di tensione in modi caratterizzati dalla presenza di GD. Considerando manipolabili esclusivamente le potenze reattive dei nodi in cui è presente generazione distribuita (dQ_{GD}) si ha che:

$$dQ_n = 0 \Rightarrow \begin{bmatrix} dV_n \\ dV_{GD} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_{Qnn} & S_{QnGD} \\ S_{QGnD} & S_{QGnGD} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ dQ_{GD} \end{bmatrix} \quad (5.57)$$

$$\begin{cases} dV_n = S_{QnGD} \cdot dQ_{GD} \\ dV_{GD} = S_{QGnGD} \cdot dQ_{GD} \end{cases} \quad (5.58)$$

La matrice di interesse per il calcolo dei dV risulta essere quindi la parte $[S_{QnGD} \ S_{QGnGD}]'$. Questa però, essendo di forma rettangolare, non è invertibile ed è quindi inutilizzabile per il calcolo dei dQ_{GD} . Si può allora pensare, per calcolare i dQ_{GD} , di guardare solo le differenze di potenziale sui nodi di generazione dV_{GD} siccome la matrice $[S_{QGnGD}]$ risulta essere quadrata e quindi invertibile:

$$dV_{GD} = S_{QGnGD} \cdot dQ_{GD} \Rightarrow dQ_{GD} = S_{QGnGD}^{-1} \cdot dV_{GD} \quad (5.59)$$

A questo punto è stato effettuato un confronto tra i due metodi previsti per il calcolo della matrice di sensitività, CCM ed SCCM, per verificare le differenze nei risultati tra l'utilizzo del metodo semplificato rispetto al metodo più rigoroso. Sono state ricavate le matrici di sensitività nei due metodi relativamente ad una rete caratterizzata dalla presenza di trentadue nodi di cui cinque dotati di altrettanti generatori distribuiti. È utile ricordare che la matrice S calcolata utilizzando il metodo CCM è dipendente dal valore della tensione lungo i nodi della rete. Si sono confrontate, elemento per elemento, le due matrici al variare dei valori di potenza generata ed assorbita, passando dal 10% al 200% delle P_{nom} . In particolare visto che all'interno del controllo viene utilizzata esclusivamente la matrice S_Q l'analisi si è soffermata su questa partizione della matrice S. Le prove sono state fatte a partire da una situazione di carichi e generatori nominali, procedendo con la variazione della potenza assorbita dai carichi e successivamente quella generata dalla GD

con variazioni successive del 10%. Si è valutato quindi l'errore massimo (5.60) e l'errore medio (5.61) commesso nel calcolo degli elementi della matrice S_Q , in particolare gli errori sono stati calcolati come segue:

$$e_{MAX\%} = \max \left(\frac{S_{QCCM} - S_{QSCCM}}{S_{QCCM}} \cdot 100 \right) \quad (5.60)$$

$$\bar{e}_{\%} = \text{mean} \left(\frac{S_{QCCM} - S_{QSCCM}}{S_{QCCM}} \cdot 100 \right) \quad (5.61)$$

L'errore massimo commesso nel calcolo della matrice S_{QSCCM} rispetto alla matrice S_{QCCM} è di poco superiore al 9% nel caso in cui i generatori sono al 10% del valore nominale di potenza generata (Figura 5.10). L'errore medio invece ha un valore massimo pari a circa il 5% sempre nel caso in cui i generatori erogano il 5% della potenza nominale (Figura 5.11). Di seguito vengono riportate le figure che mostrano il variare dell'errore massimo e dell'errore medio al variare della potenza dei generatori:

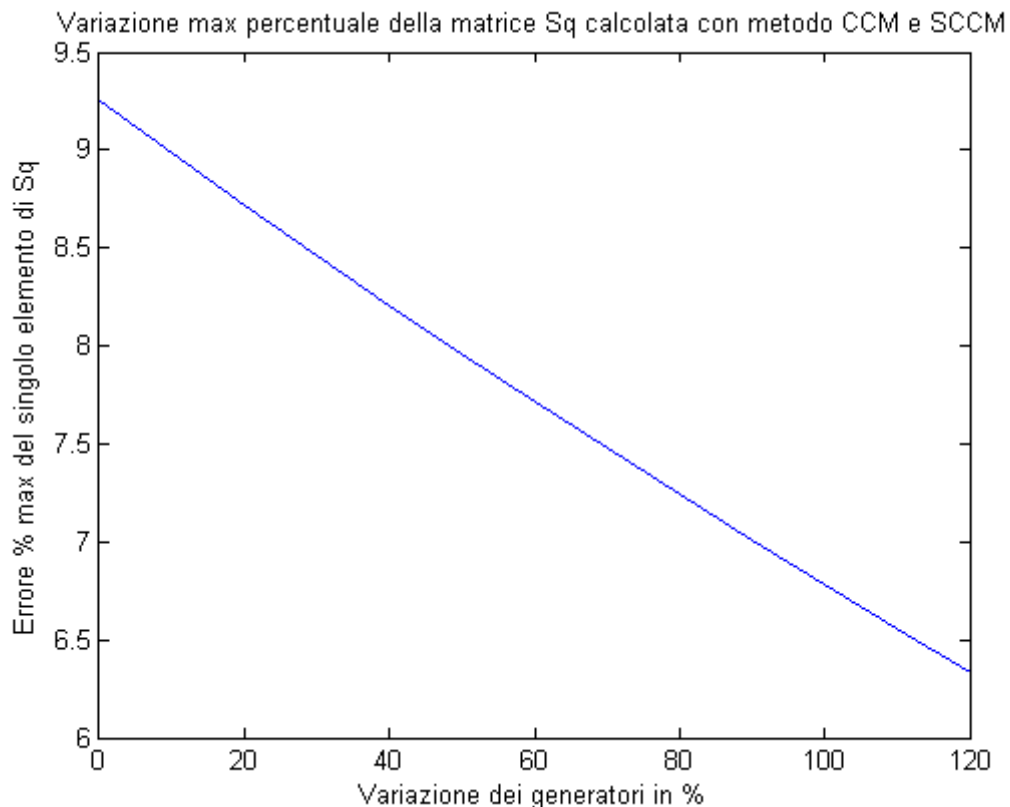


Figura 5.10 - Andamento dell'errore massimo al variare della potenza dei generatori

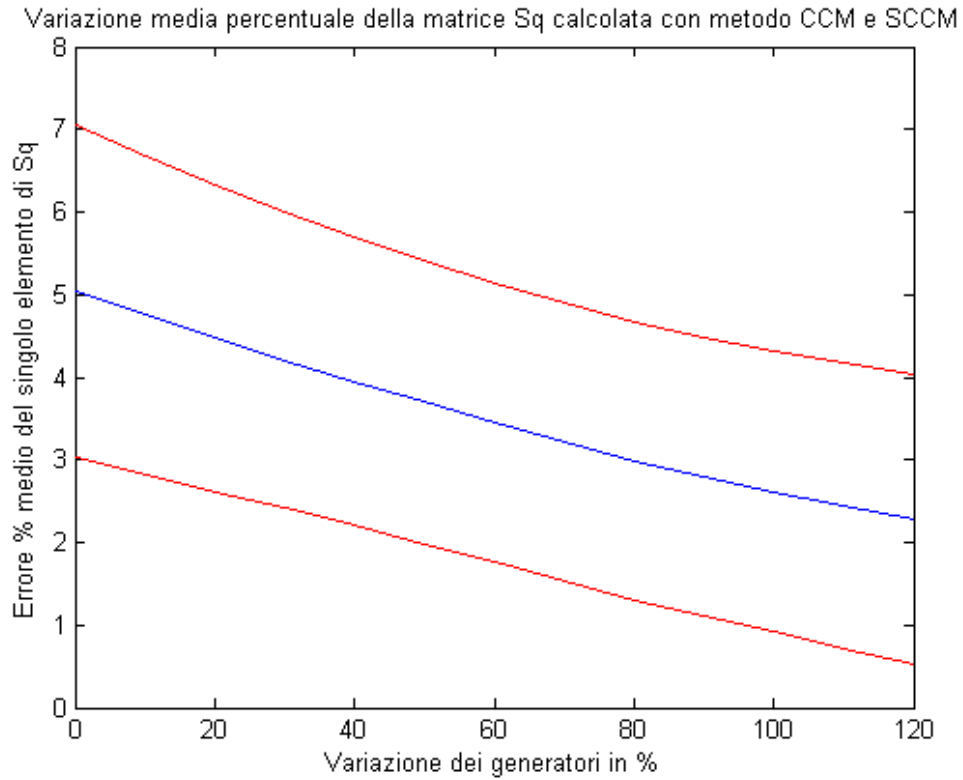


Figura 5.11 - Andamento dell'errore medio al variare della potenza dei generatori

In Figura 5.11 viene riportata in rosso anche la deviazione standard relativa all'errore nel calcolo della matrice S_Q . Al variare dei carichi gli errori invece diventano:

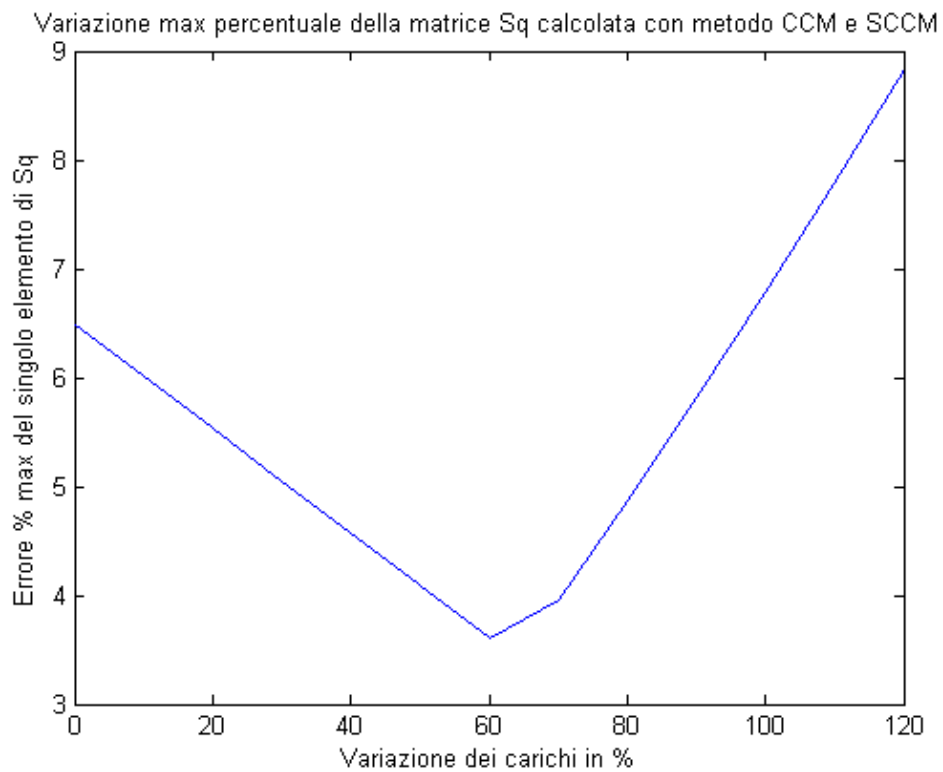


Figura 5.12 - Andamento dell'errore massimo al variare della potenza assorbita dai carichi

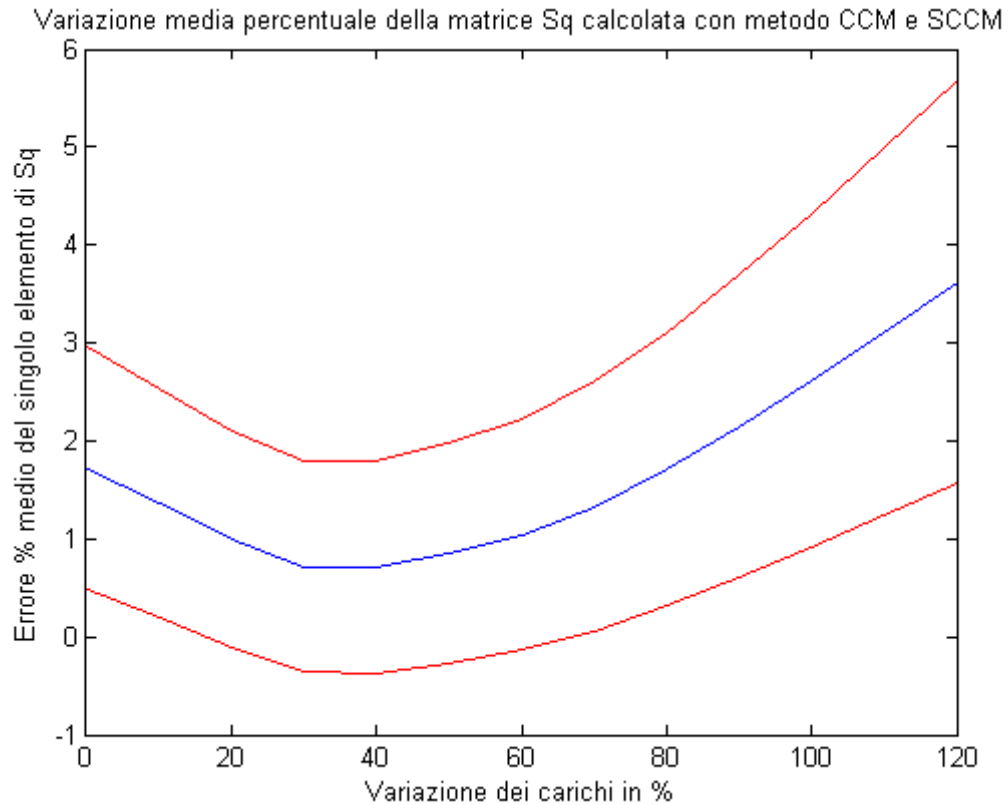


Figura 5.13 - Andamento dell'errore medio al variare della potenza assorbita dai carichi

A seguito di questi risultati, considerando soprattutto gli errori nell'intorno del funzionamento nominale, risulta accettabile l'utilizzo della matrice di sensitività calcolata attraverso il metodo SCCM. Questa soluzione, utilizzando una matrice costante, alleggerisce notevolmente dal punto di vista computazionale il calcolo delle azioni di controllo.

La matrice di sensitività per la rete di trentadue nodi suddivisa in due feeder e dotata di cinque GD, che verrà analizzata meglio nel Capitolo **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** (Figura 6.2), ha la partizione $S_{Q_{GDGD}}$ che risulta:

$$S_{Q_{GDGD}} = \begin{bmatrix} -0.0708 & -0.0708 & -0.0708 & 0 & 0 \\ -0.0708 & -0.4568 & -0.2482 & 0 & 0 \\ -0.0708 & -0.2482 & -0.6670 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -0.1913 & -0.1913 \\ 0 & 0 & 0 & -0.1913 & -0.3902 \end{bmatrix} \quad (5.62)$$

Come ci si aspettava la $S_{Q_{GDGD}}$ è una matrice quadrata 5x5. Inoltre risulta diagonale a blocchi poiché nella rete sono presenti due feeder indipendenti e per ipotesi (normalmente verificata) non accoppiati tra loro. Per un'analisi più efficace si possono quindi trattare separatamente le due sottomatrici piene (5.63) e (5.64).

$$S_{Q_{GDGD\ 1}} = \begin{bmatrix} -0.0708 & -0.0708 & -0.0708 \\ -0.0708 & -0.4568 & -0.2482 \\ -0.0708 & -0.2482 & -0.6670 \end{bmatrix} \quad (5.63)$$

$$S_{Q_{GDGD\ 2}} = \begin{bmatrix} -0.1913 & -0.1913 \\ -0.1913 & -0.3902 \end{bmatrix} \quad (5.64)$$

Normalizzandole rispetto al valore più basso (rispettivamente 0.0708 e 0.1913) e prendendo il valore assoluto di ogni elemento si ha:

$$S_{Q_{GDGD\ 1}} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 6.45 & 3.51 \\ 1 & 3.51 & 9.42 \end{bmatrix} \quad (5.65)$$

$$S_{Q_{GDGD\ 2}} = \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ 1 & 2.04 \end{bmatrix} \quad (5.66)$$

Andando a guardare le relazioni ingresso-uscita date dalla sensitività, considerando solamente variazioni di potenza reattiva nei nodi di generazione, si trova utilizzando la (5.59):

$$\begin{cases} \Delta Q_1 + \Delta Q_2 + \Delta Q_3 = \Delta V_1 \\ \Delta Q_1 + 6.45 \cdot \Delta Q_2 + 3.51 \cdot \Delta Q_3 = \Delta V_2 \\ \Delta Q_1 + 3.51 \cdot \Delta Q_2 + 9.42 \cdot \Delta Q_3 = \Delta V_3 \end{cases} \quad (5.67)$$

$$\begin{cases} \Delta Q_4 + \Delta Q_5 = \Delta V_4 \\ \Delta Q_4 + 2.04 \cdot \Delta Q_5 = \Delta V_5 \end{cases} \quad (5.68)$$

Dai sistemi (5.67) e (5.68) si nota come una variazione di potenza reattiva nei nodi a valle (Q_2, Q_3 e Q_5) influenzi molto la variazione di tensione di un nodo a monte (ΔV_1 e ΔV_4). È infatti evidente che le tensioni nei nodi relativi al GD_1 e GD_4 (ΔV_1 e ΔV_4) sono influenzate allo stesso modo da una variazione di un qualsiasi generatore del loro feeder. Per i nodi relativi agli altri generatori l'accoppiamento è minore, soprattutto per ciò che riguarda il feeder1 e questo è dovuto al diverso posizionamento dei generatori stessi.

Bisogna ricordare però che ai fini del controllo non viene utilizzata la matrice $S_{Q_{GDGD}}$ ma la sua inversa. È bene quindi accertarsi che la matrice sia ben invertibile. Per prima cosa va quindi osservato il determinante:

$$\det(S_{Q_{GDGD}}) = -5.35e - 4 \neq 0 \quad (5.69)$$

Un altro indice da guardare per giudicare l'invertibilità della matrice è il numero di condizionamento. In algebra lineare numerica si definisce numero di condizionamento, di una matrice non singolare A , il valore (5.70):

$$\mu(A) = \|A\| \cdot \|A^{-1}\| \quad (5.70)$$

Si tratta di un numero dipendente dalla scelta di una norma di matrice e che crea tanti più problemi quanto più è grande. Una matrice si dirà *mal condizionata* se il suo numero di condizionamento è elevato. Se il numero di condizionamento fosse pari a infinito, significherebbe che la matrice A ha un valore singolare pari a zero e di conseguenza non è invertibile. Guardando da un altro punto di vista il numero di condizionamento si può assumere che tanto più questo indice è vicino a uno, tanto più la matrice è ben condizionata (facilmente invertibile). In Matlab il comando “*cond(A)*”, ritorna il numero di condizionamento rispetto alla norma-2 della matrice A (ossia il rapporto tra il valore singolare massimo e il valore singolare minimo di A). Nel caso in esame il numero di condizionamento vale:

$$\text{cond}(S_{Q_{GDGD}}) = 14.88 \quad (5.71)$$

Il numero di condizionamento è limitato, la matrice $S_{Q_{GDGD}}$ risulta quindi invertibile senza grandi problemi.

5.2.4 Controllo coordinato

Il controllo che è stato implementato si basa sull'unione dei due tipi di controllo menzionati, su due scale gerarchiche e temporali differenti. Il controllore primario centralizzato, in base alle misure ed alle stime di tensione fornite dallo stimatore dello stato (in prima approssimazione teorico e quindi privo di errore di stima), sfruttando una funzione di minimizzazione calcola le potenze reattive ottime ed indirettamente il profilo di tensione ottimale da avere nella rete al fine di ottimizzare una funzione di costo prestabilita. Il controllore secondario invece, sfruttando la matrice di sensitività della rete, in base all'errore di tensione nei nodi di generazione (errore tra il valore reale ed il set point imposto dal controllore primario), calcola la variazione di potenza reattiva da imporre ad ogni generatore al fine di inseguire il set point di tensione desiderato. Ovviamente la variazione di potenza reattiva richiesta ad ogni GD presente nella rete sarà soddisfatta mediante l'azione dei controllori locali propri dei generatori stessi (in questo lavoro non trattati). Come detto in precedenza i due sistemi di controllo agiscono con due

scale temporali differenti: l'azione del controllore primario (ottimizzatore) viene calcolata ogni 60 minuti, mentre l'azione del controllore secondario (Sensitivity) viene effettuata ogni 5 minuti. Sono stati scelti cinque minuti in modo da non appesantire troppo i tempi di simulazione già abbastanza lunghi e perché è sembrato un tempo ragionevole, in cui le variazioni delle condizioni del sistema possono essere considerate nulle ed i transitori elettrici delle azioni di controllo nettamente assestate a regime (nel capitolo 6 quest'ipotesi verrà confermata). Perciò una volta che il controllore primario ha calcolato il set point di tensione in ogni nodo, il controllore secondario agisce dodici volte prima che il controllore primario vari nuovamente le condizioni.

Lo schema di controllo si può graficamente esprimere come segue (Figura 5.14):

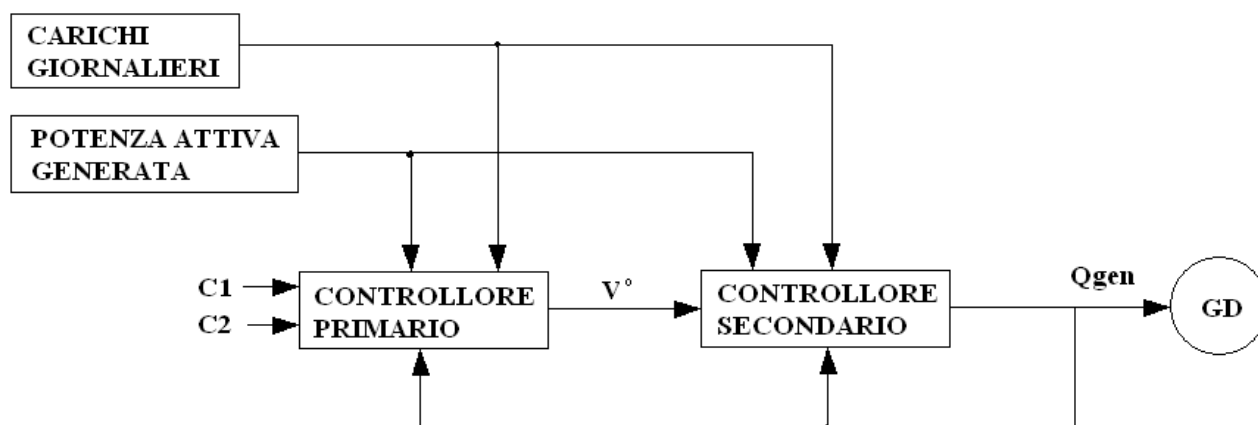


Figura 5.14 - Schema a blocchi del controllo coordinato

Nel controllore primario oltre alle potenze attive e reattive assorbite e generate in ogni nodo durante la giornata entrano anche due costi: C1 e C2. Questi vanno a pesare, nella funzione di costo, rispettivamente lo scambio di potenza reattiva tra la rete di alta tensione e la rete di media e l'errore di tensione in ogni nodo rispetto al valore nominale ($V_{NOM}=1$ [p.u.]). Vedremo in seguito nel dettaglio i due controllori.

IL CONTROLLO PRIMARIO

L'azione primaria è data da un controllore centralizzato che genera in uscita un profilo ottimo di tensione della rete per minimizzare una funzione di costo. Nel caso in esame quest'ultima è stata presa come:

$$\min_{Q_{gen}} f = \min_{Q_{gen}} \left(C_1 \cdot \left| \frac{Q_{AT} - Q_0}{Q_{tot}} \right| + C_2 \cdot \frac{1}{N} \sum_1^N \left| \frac{V - V_{nom}}{e_{max}} \right| \right) \quad (5.72)$$

Dove:

- C_1 è il costo relativo allo scambio di potenza reattiva tra rete di alta tensione e rete di media tensione;
- Q_{AT} è la potenza reattiva che la rete di alta tensione fornisce alla rete di media tensione;
- Q_0 è un valore arbitrario che indica il valore desiderato di potenza reattiva scambiata con la rete AT;
- Q_{TOT} è la potenza reattiva totale richiesta dalla rete di media tensione;
- C_2 è il costo che si riferisce alla somma degli errori di tensione in ogni nodo della rete di distribuzione;
- ΔV_i è lo scostamento della tensione nel nodo i -esimo rispetto alla tensione nominale V_{nom} ;
- ΔV_{MAX} è l'errore massimo accettabile nel sistema (preso pari al 5% di V_{NOM});
- Q_{gen} è la potenza reattiva generata dai GD;
- N è il numero di nodi presenti nella rete.

La scelta della funzione da minimizzare è ovviamente arbitraria e nel caso in esame si è preferito scegliere tale funzione in quanto minimizzare lo scambio di potenza reattiva con la rete di alta tensione è utile ai fini di sgravare da questo peso la rete AT stessa, riducendo le perdite di reattivo ed avendo anche un possibile guadagno economico. Allo stesso tempo mantenere l'errore di tensione entro i limiti (cercando di porlo a zero e quindi avere una tensione prossima alla V_{NOM}) comporta un andamento dei carichi, inteso come potenza assorbita, più lineare: permette di poter allacciare più generatori alla rete, oltre ad essere imposto per legge. La soluzione del problema di ottimizzazione rende le Q_{gen} ottime, le quali implicano di conseguenza un profilo ottimo di tensione nella rete. Tale profilo di tensione della rete sarà il set point per il controllo secondario e rimarrà costante per sessanta minuti (ovviamente durante i 60 minuti questo profilo non sarà più quello ottimo in assoluto, a causa delle variazioni di carichi e generatori, ma non si discosterà molto). Ovviamente sono presenti dei vincoli per la risoluzione del problema di minimizzazione ed in particolare:

$$Q_{min_i} \leq Q_{gen_i} \leq Q_{max_i} \quad (5.73)$$

$$\Delta V_{min} \leq \Delta V_i \leq \Delta V_{max} \quad (5.74)$$

La potenza reattiva generata in ogni istante dai GD deve essere compresa tra un valore massimo ed uno minimo, deve cioè restare all'interno alle curve di capability relative al tipo di generatore. Inoltre la tensione in ogni nodo non può sfiorare i limiti d'errore massimo imposti al 5% del valore nominale.

Va precisato come questo lavoro si focalizzi sulla struttura di un possibile sistema di controllo basato su un algoritmo di ottimizzazione, senza approfondire particolarmente l'analisi dalla funzione da minimizzare. Quest'ultima, infatti, dovrebbe tener conto di molteplici fattori derivanti da analisi dei costi e da possibili scenari normativi che esulano da questo lavoro.

IL CONTROLLO SECONDARIO

Il controllo secondario utilizza un regolatore basato sulla matrice di sensitività descritto nel capitolo 5.2.3. Riassumendo: l'inversione di una parte della matrice di sensitività permette di trovare il legame tra la potenza reattiva e la tensione e quindi si possono calcolare le variazioni di potenza reattiva atte alla correzione dell'errore di tensione, in modo seguire il profilo di tensione calcolato dal controllore primario. Ruolo del controllo secondario è quello di tenere conto del fatto che le potenze attive e reattive assorbite dalla rete in ogni nodo, così come le potenze attive generate dai GD, variano istante per istante. Ingresso del sistema di controllo secondario è il profilo ottimo di tensione calcolato mediante la funzione di ottimizzazione del controllo primario; di tale profilo vengono estrapolate solamente le tensioni relative ai nodi di generazione mediante un'apposita funzione ("Scelta V GD"), viene quindi calcolato l'errore di tensione rispetto alla tensione misurata nei suddetti nodi e calcolata quindi l'azione di controllo, ossia il DQ (Figura 5.15).

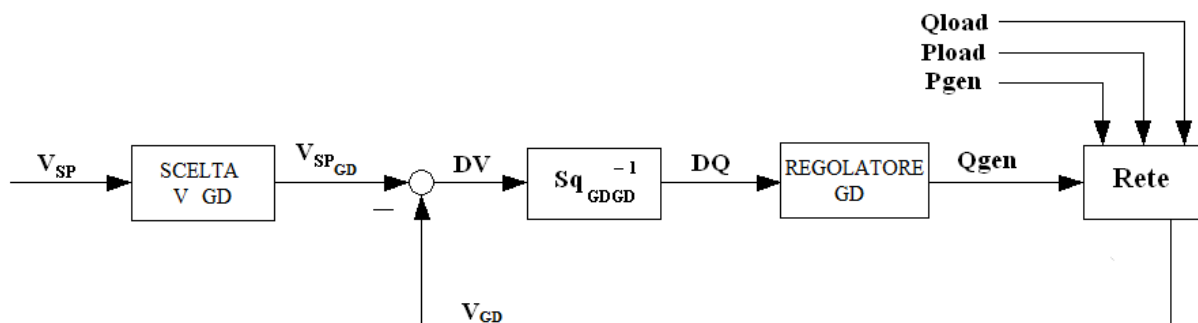


Figura 5.15 - Schema a blocchi del controllo secondario

Abbiamo quindi che, a seguito dei passaggi riportati a partire dalla (5.52), la relazione diventa:

$$[dQ_{GD}] = S_{QGDD}^{-1} \cdot [dV_{GD}] \quad (5.75)$$

In cui abbiamo che S_{QGDD} è la partizione della S che lega la variazione di tensione nei nodi in cui è presente un GD alla variazione di potenza reattiva dei nodi in cui è presente un GD.

È bene notare come la variazione di tensione in ogni nodo sia influenzata dalla variazione di potenza attiva e reattiva nel nodo stesso (principio che sta alla base della matrice di sensitività); nell'attuare il controllo, però, si considera solo la variazione di potenza reattiva nei nodi di generazione, poiché al fine di ottenere il dV desiderato l'unica azione controllo attuabile è la variazione di dQ_{GD} , mentre sia la variazione di potenza attiva in ogni nodo, sia la variazione di potenza reattiva nei nodi in cui non è presente GD sono nulli, in quanto non controllabili. Per eseguire questo controllo bastano quindi le sole misure di tensione nei nodi di generazione; un numero relativamente basso di misure, solitamente facili da avere, a differenza di tutte le altre misure nei nodi della rete.

Utilizzando la MS a ogni passo del controllo, sono calcolate le potenze reattive da fornire ai generatori, tenendo conto dell'influenza che l'azione dell'uno provoca sull'altro. Tuttavia, così facendo, può sorgere un problema: lo schema di controllo così costruito fornisce in uscita le potenze reattive da far erogare o assorbire ad ogni generatore per avere il set point di tensione desiderato, senza però tenere conto delle saturazioni date dalle capability dei generatori. L'intervento delle saturazioni può portare a situazioni di distribuzione di potenza reattiva tra i generatori non corrette. Infatti, è possibile che a causa degli accoppiamenti presenti, venga assegnato ad un generatore molta potenza reattiva da generare e ad un generatore vicino venga richiesto di assorbire potenza reattiva. Questo assorbimento è però dovuto ad una sovra produzione di reattivo attribuita al primo generatore. A seguito delle saturazioni il primo generatore produrrà molto meno reattivo di quello richiesto e in alcuni casi è possibile che il secondo generatore, a fronte della potenza realmente prodotta dal primo, debba produrre reattivo invece che assorbirlo. In questi casi i risultati sarebbero lontani da quelli desiderati. Nel caso in cui almeno un GD fosse in saturazione, per risolvere questo problema, si è scelto di utilizzare un algoritmo di ottimo che tenendo conto dei DV desiderati e delle relazioni date dalla

matrice di sensitività inversa, calcoli i DQ ottimi da assegnare ai generatori, considerando però nel calcolo la presenza delle capability (saturazioni).

Al fine di migliorare l'azione di controllo, inoltre, è stata comunque mantenuta la regolazione sul variatore sotto carico nella cabina di trasformazione AT/MT (denominato OLTC). Per tale controllo non è stato imposto un tempo d'intervento determinato; si è scelto invece di consentire il suo intervento se e solo se l'errore di tensione in un nodo critico della rete (quelli cioè caratterizzati da generazione e i nodi agli estremi della rete, i nodi cioè in cui è plausibile che siano posizionati degli strumenti di misura di tensione) fosse superiore al 6.5% rispetto alla tensione nominale.

6. Modelli di simulazione

I modelli ed i transitori di simulazione sono stati prodotti nell'ambiente Matlab/Simulink, sfruttando un toolbox free, sviluppato da studenti della Cornell University (Ithaca), utile ai fini del calcolo dei loadflow di una rete: "Matpower" (vedi Appendice).

6.1 Introduzione all'ambiente di sviluppo

Prima di presentare i risultati derivanti dalle simulazioni è necessario mostrare come viene comunemente effettuata un'analisi di una rete elettrica.

6.1.1 Loadflow

L'analisi di LOADFLOW è uno strumento utile ai fini dello studio dei sistemi elettrici in regime permanente, in particolare trova grande applicazione nel campo dell'automazione e dell'ottimizzazione dei sistemi di potenza. Esso ha come obiettivo il calcolo delle tensioni in modulo e fase su ciascun nodo della rete, nota la distribuzione delle potenze generate alle sbarre e nei nodi di generazione distribuita e la domanda di carico, in modo da poter risalire al calcolo dei flussi di potenza attiva e reattiva che interessano gli elementi del sistema elettrico, con lo scopo di verificare che le correnti relative a questi flussi siano al di sotto dei limiti ammissibili.

Questa analisi richiede la conoscenza della topologia e delle caratteristiche della rete, ed in particolare:

- La configurazione del sistema elettrico;
- La domanda di carico;
- La potenza generata alle sbarre;
- La potenza generata nei nodi di generazione.

Si assume che il sistema sia in regime permanente, cioè funzionante in tutti i punti a frequenza nominale (50 o 60 Hz), simmetrico nei componenti, con sorgenti generatrici di sola sequenza diretta che erogano in presenza di carichi supposti perfettamente equilibrati [14]. Se si rappresentano le grandezze del sistema in valore relativo (p.u.) il sistema elettrico può essere sostituito dal circuito elettrico monofase equivalente che, nelle ipotesi fatte, coincide con il circuito elettrico equivalente di sola sequenza diretta. In particolare, un sistema di distribuzione a configurazione radiale è modellizzato mediante una rete di nodi connessa da linee di distribuzione; ogni nodo rappresenta una cabina secondaria a cui sono allacciate le utenze. Ciascun nodo può avere quindi allacciato un carico, una capacità di shunt e/o un sistema di generazione:

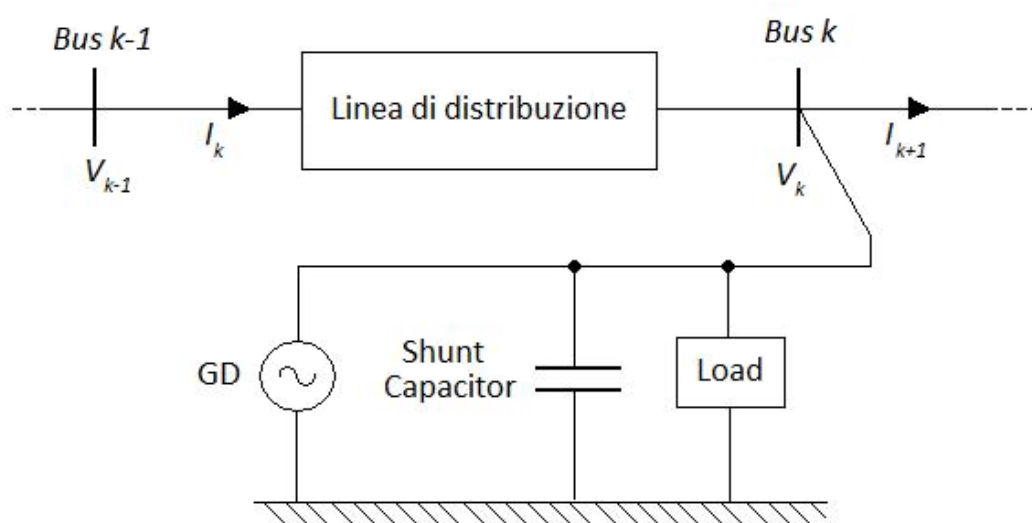


Figura 6.1 - Schematizzazione classica del bus della rete

La rete, se complessa, può essere rappresentata attraverso un insieme di blocchi (uguali a quello in precedenza mostrato in Figura 6.1) interconnessi tra loro, facilitandone così la schematizzazione e la lettura. Uno dei concetti chiave alla base di un sistema a configurazione radiale è che la tensione e la corrente sul generico nodo $k-1$ si possono esprimere in funzione della tensione e della corrente del nodo successivo k . Nota la tensione V_k , quindi, è possibile calcolare le correnti iniettate attraverso i carichi, le capacità di shunt e i generatori distribuiti mediante l'uso delle formule base di elettrotecnica, in accordo con i modelli usati per i singoli elementi [15]:

- Carichi:

$$I_{Lk} = V_k / Z_{Lk} \quad (6.1)$$

$$I_{Lk} = I_{Lk} \quad (6.2)$$

$$I_{Lk} = \left(S_{Lk} / V_k \right)^* \quad (6.3)$$

La si (6.1) riferisce a carichi ad impedenza costante, la (6.2) a carichi a corrente costante mentre la (6.3) a carichi a potenza costante (PQ).

- Capacità di Shunt:

$$I_{Ck} = Y_{Ck} \cdot V_k \quad (6.4)$$

- Generatori:

$$I_{Gk} = \left(S_{Gk} / V_k \right)^* \quad (6.5)$$

- Linee:

$$V_{k-1} = V_k + Z_k \cdot (1/2 \cdot Y_k \cdot V_k - I_k') \quad (6.6)$$

$$I_k = 1/2 \cdot Y_k \cdot (V_k + V_{k-1}) - I_k' \quad (6.7)$$

- Trasformatori:

$$V_{k-1} = (Y_k^{sp})^{-1} (I_k' - Y_k^{ss} \cdot V_k) \quad (6.8)$$

$$I_k = Y_k^{pp} \cdot V_k + Y_k^{ps} \cdot V_k \quad (6.9)$$

In particolare i componenti della rete sono modellizzati nel seguente modo. Per il carico trifase il modello usato è un modello generico che può avere configurazione a stella (Y) o a triangolo (D), inoltre, si può ipotizzare che o l' impedenza o la corrente o la potenza complessa sia costante. Nel caso si utilizzi la configurazione a stella le correnti iniettate si possono calcolare con una delle formule mostrate ((6.1) per carichi a impedenza costante, (6.2) per carichi a corrente costante, (6.3) per carichi a potenza costante); qualora il carico sia a triangolo si deve effettuare la cosiddetta trasformazione stella-triangolo (D-Y). Le capacità di shunt sono modellizzate mediante ammettenze costanti connesse a Y o a D; la corrente iniettata è data dalla (6.4). I generatori sono modellizzati come dispositivi a potenza complessa costante, le cui correnti iniettate sono calcolate mediante la (6.5) che si osserva essere analoga alla (6.3). Le linee sono rappresentate attraverso il modello equivalente a π ; l'impedenza relativa alla linea di distribuzione k è rappresentata

attraverso un'impedenza longitudinale Z_k posta tra due ammettenze identiche di valore $Y_k/2$. L'impedenza Z_k e l'ammettenza Y_k sono due matrici $n \times n$, dove n rappresenta il numero di fasi della linea. La tensione e la corrente sono determinate rispettivamente mediante la (6.6) e la (6.7). I trasformatori trifasi invece se costituzionalmente simmetrici sono rappresentati con il circuito elettrico monofase equivalente a π .

Determinato il modello della rete, è quindi possibile procedere con l'analisi di LOADFLOW che può essere realizzata utilizzando uno dei seguenti metodi:

- ANALISI DELLE MAGLIE;
- ANALISI DEGLI INSIEMI DI TAGLIO;
- ANALISI NODALE;
- ANALISI DEGLI ANELLI (può essere usato solo se il grafo associato alla rete è un grafo planare);

Il metodo solitamente usato è quello dell'analisi nodale e la ragione per cui si preferisce utilizzare tale metodo è che la matrice delle ammettenze nodali risulta sparsa, per cui da un punto di vista computazionale risulta più vantaggioso. In Appendice (Capitolo 7.1) è presentata la modellizzazione nello specifico delle reti elettriche mediante analisi nodale, con il calcolo dei flussi di potenza ed un richiamo alla risoluzione dei sistemi non lineari con metodo di Newton-Raphson.

6.2 Transitori di simulazione

Il sistema preso in esame per l'analisi dei sistemi di controllo proposti è una rete di distribuzione in media tensione formata da due feeder principali e composta da 32 nodi. Nella rete sono presenti 5 generatori distribuiti, di questi due sono turbogas (TG) e tre sono generatori eolici (WIND). Per le simulazioni sono stati scelti, per i carichi e per i generatori, degli andamenti realistici nell'arco di una giornata. I carichi invece sono divisi in utenze di tipo agricolo, industriale, terziari, residenziali e relativi all'illuminazione. Di seguito vengono mostrati gli andamenti giornalieri dei carichi (Figura 6.3), dei generatori (Figura 6.5 e Figura 6.6) ed un grafico descrittivo della rete presa in considerazione (Figura 6.2). Sulla rete sono evidenziati i nodi in cui è presente generazione distribuita ed è possibile notare la presenza dei due feeder, indipendenti tra di loro: il feeder 1 con tre generatori distribuiti, di cui due eolici (GD1 e GD3) ed un turbogas (GD2), mentre il feeder 2 è caratterizzato dalla presenza di due generatori di cui un aerogeneratore (GD5) ed un turbogas (GD4).

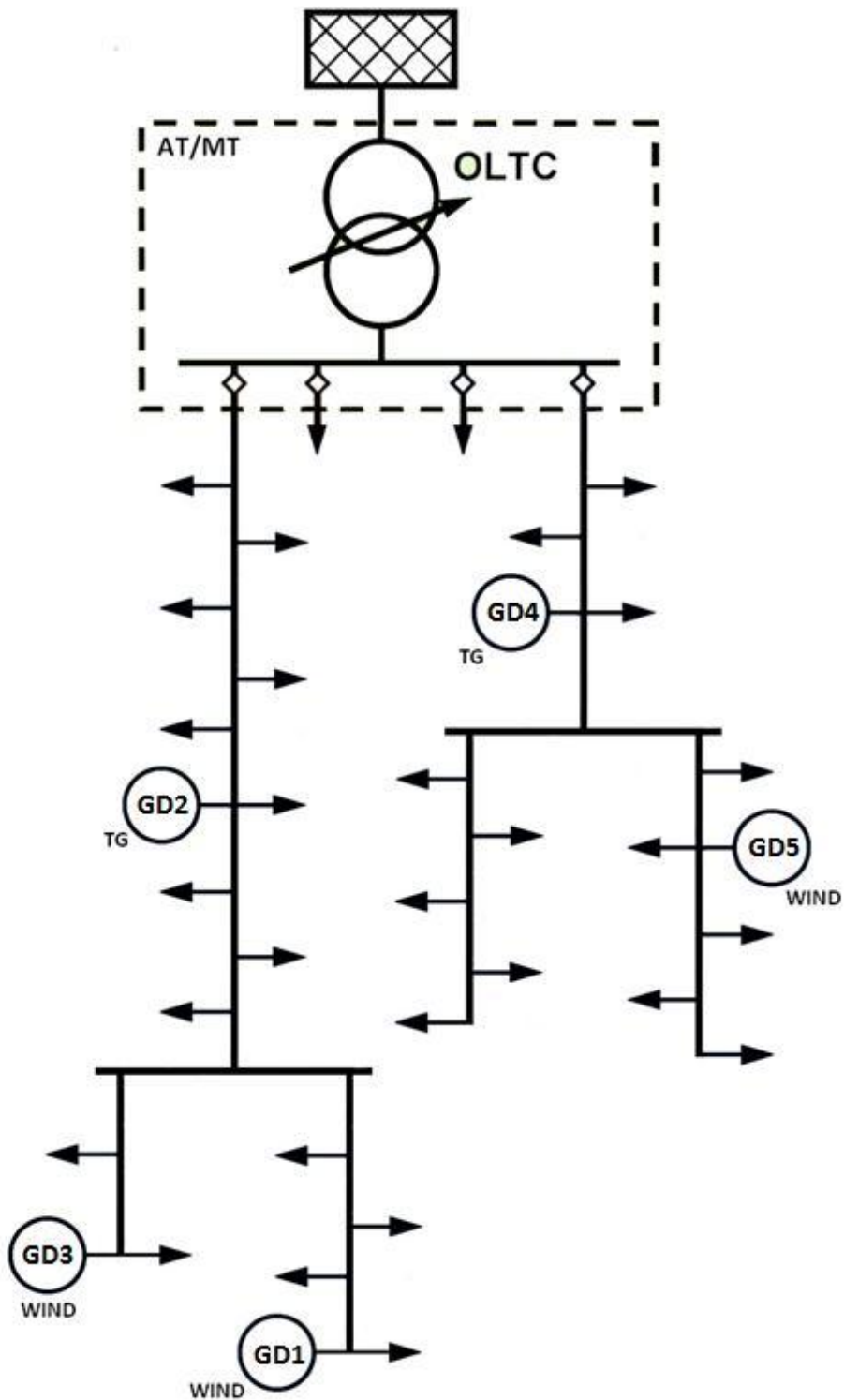


Figura 6.2 - Topologia della rete analizzata

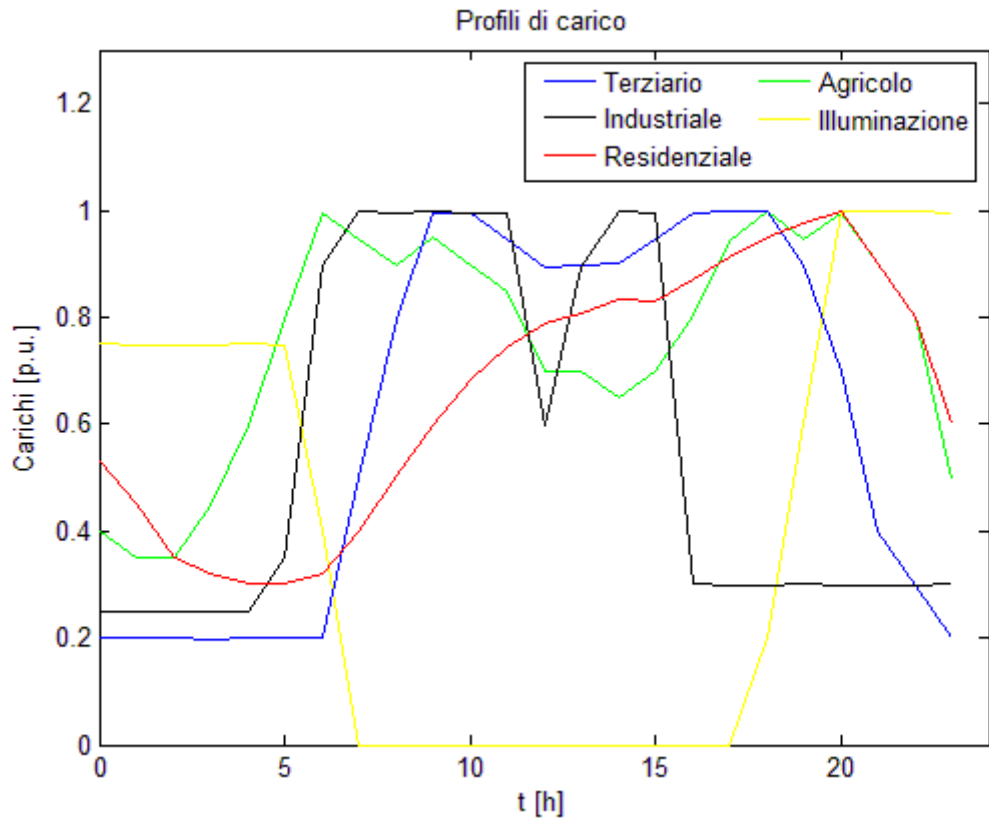


Figura 6.3 - Andamenti in p.u. delle potenze nominali, attive e reattive, assorbite dai carichi

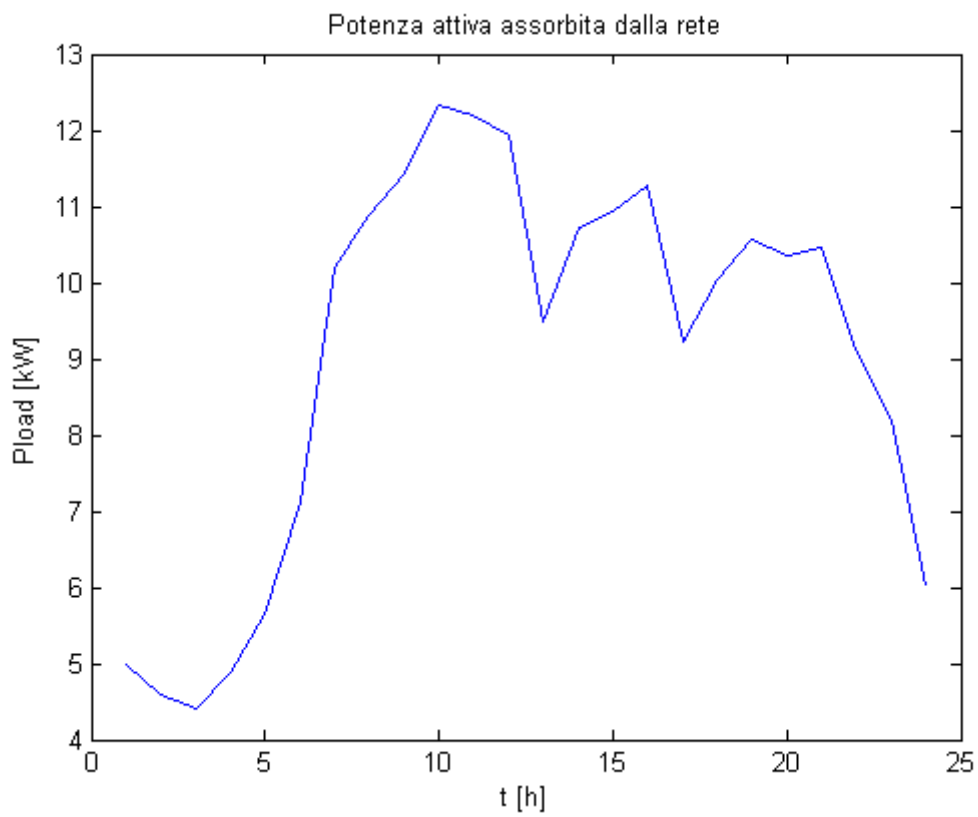


Figura 6.4 - Andamento della potenza attiva totale assorbita dalla rete

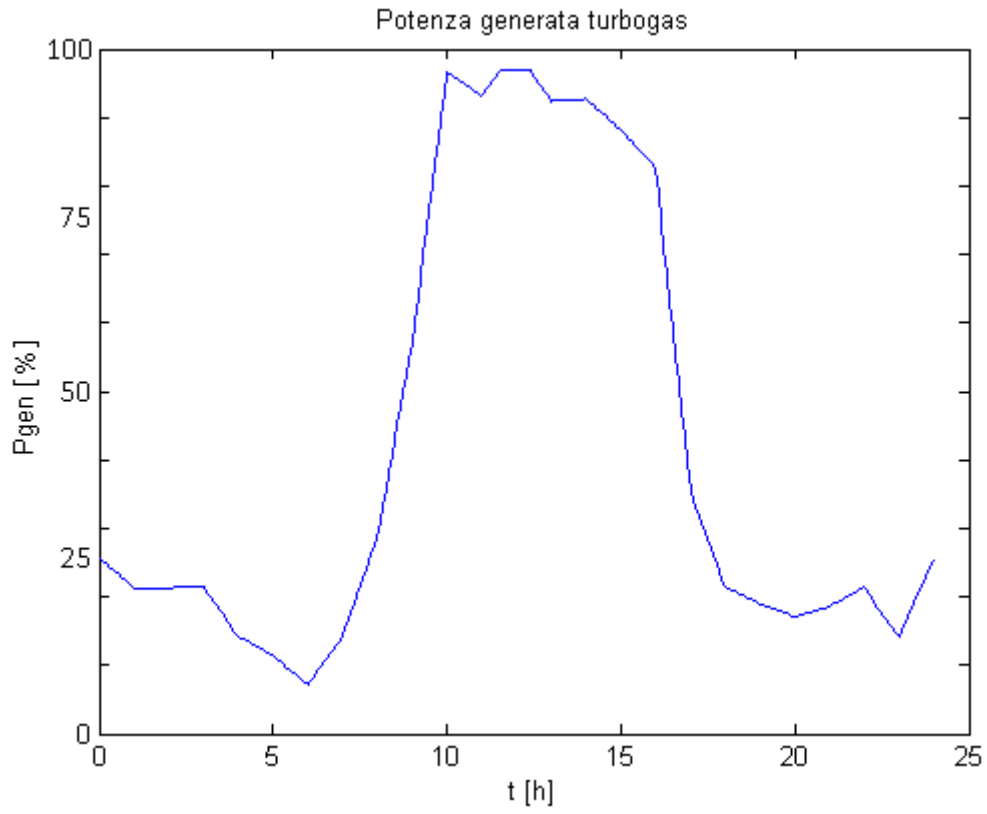


Figura 6.5 - Profilo di potenza attiva generata dai TG

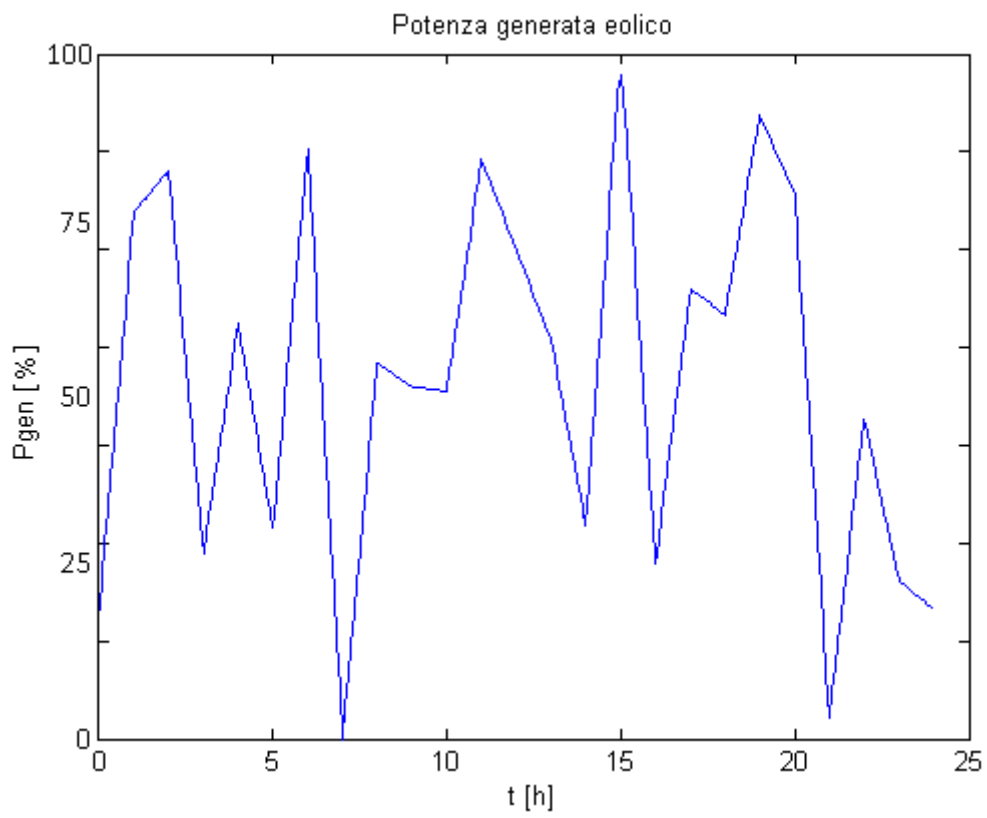


Figura 6.6 - Profilo realistico di potenza attiva generata dagli eolici

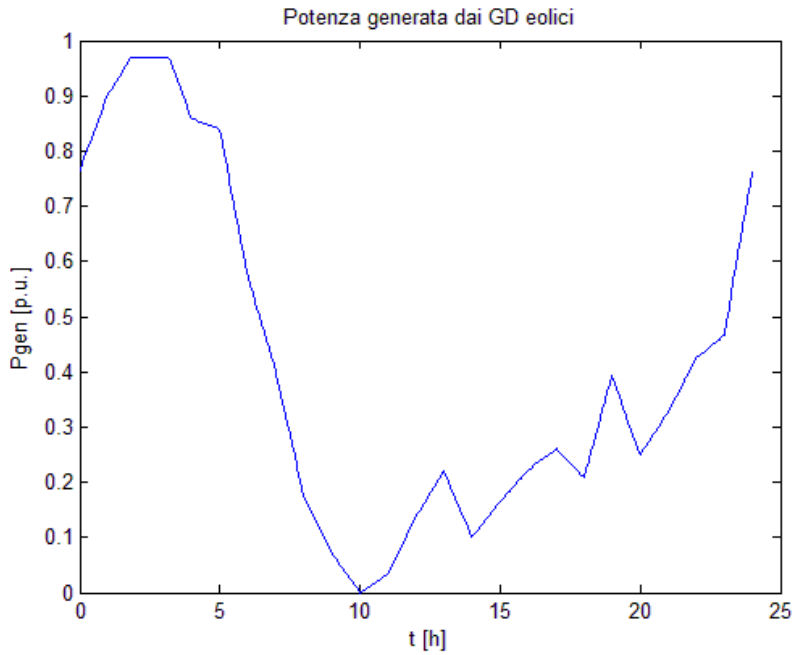


Figura 6.7 - Profilo di potenza attiva generata dagli eolici, studiato appositamente per creare una situazione critica nella rete

Nella (6.10) sono riportate le potenze apparenti nominali dei generatori della rete:

$$\begin{aligned}
 S_{GD1} &= 2\text{MVA} & S_{GD2} &= 3.5\text{MVA} \\
 S_{GD3} &= 5\text{MVA} & S_{GD4} &= 3.5\text{MVA} \\
 S_{GD5} &= 3.5\text{MVA}
 \end{aligned}
 \tag{6.10}$$

Mentre le curve di capability dei generatori turbogas ed eolici sono:

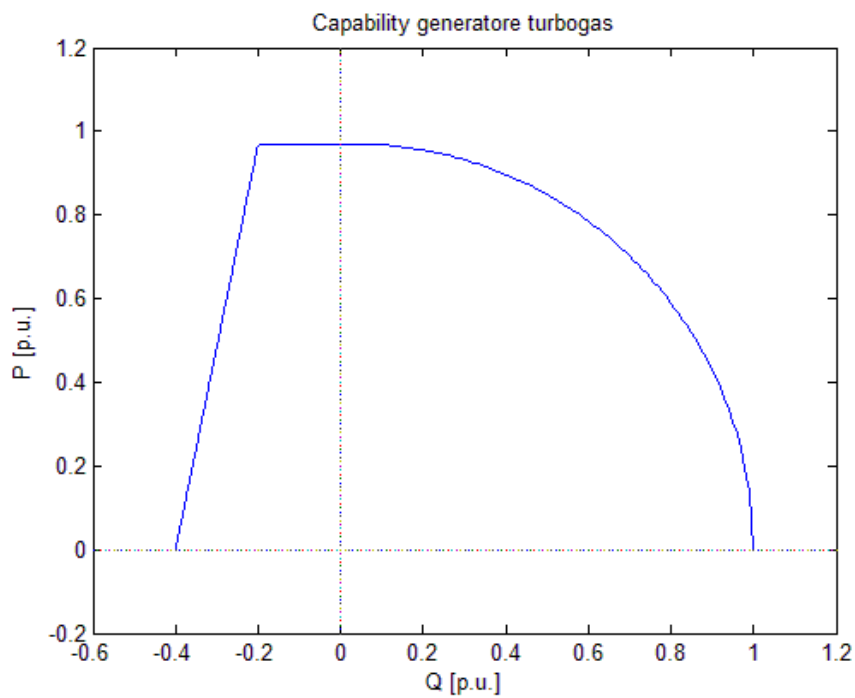


Figura 6.8 - Capability relativa ai generatori turbogas

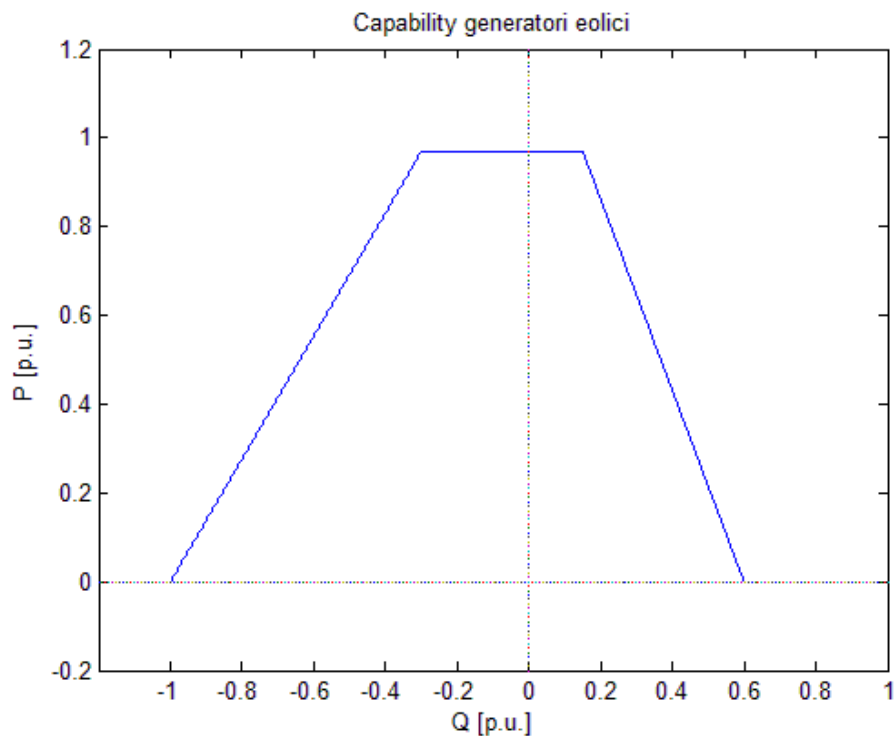


Figura 6.9 - Capability relativa ai generatori eolici

Ponendo l'attenzione sulla potenza attiva generata ed assorbita è utile evidenziare l'entità della generazione rispetto all'assorbimento, nei casi di vento casuale e vento critico:

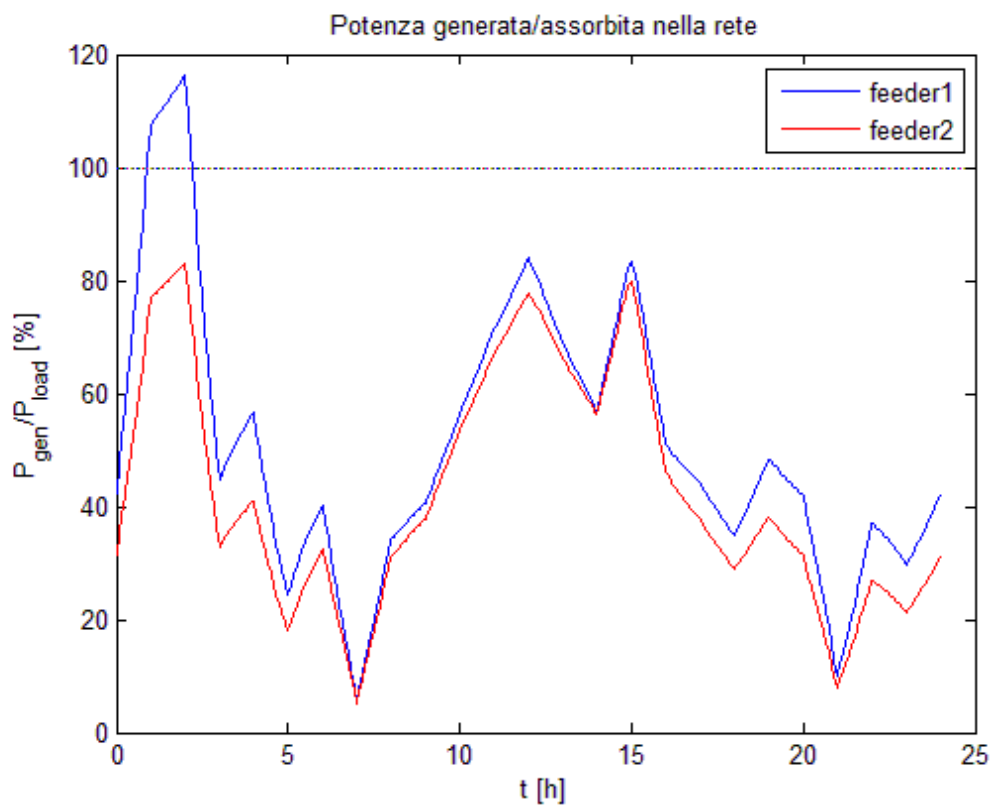


Figura 6.10 - Potenza generata rispetto a potenza assorbita nel caso di vento random

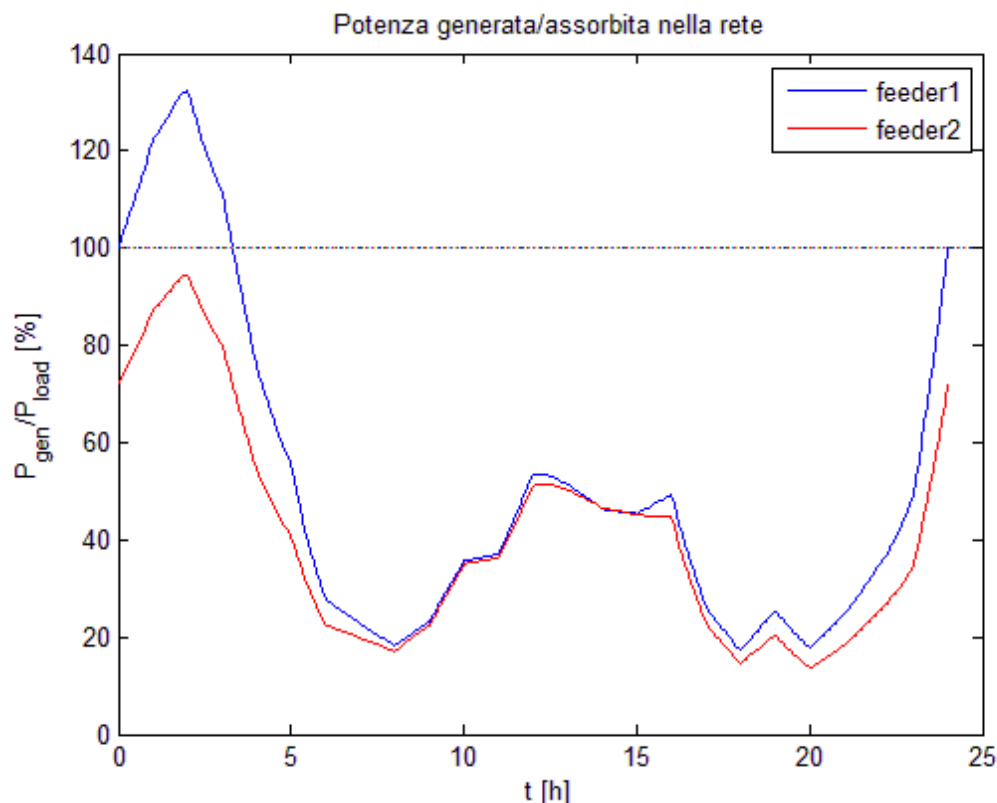


Figura 6.11 - Potenza generata rispetto a potenza assorbita nel caso di vento critico

Si nota come in entrambi i casi (Figura 6.10 e Figura 6.11) nelle prime ore del giorno la generazione ecceda la domanda, mentre per le restanti ore della giornata la GD non sopperisce ai carichi.

In seguito saranno presentati i risultati di varie analisi e simulazioni del sistema, partendo dal caso di rete non controllata ed introducendo sistemi di controllo via via più complessi fino ad arrivare al controllo coordinato presentato nel capitolo 5.2.4.

Il software utilizzato per compiere il loadflow durante le simulazioni (“MATPOWER v.4.0b4” [17]) non permette la modellizzazione di carichi con dipendenza dalla tensione applicata loro ai morsetti, possono essere modellati quindi solo a potenza costante. Ciò può essere considerato limitativo per eseguire un’analisi realistica di una rete elettrica, perché non si riescono ad implementare modelli di carico a impedenza costante o a tensione costante. Si può però sfruttare uno stratagemma per modellare carichi a impedenza costante, ossia con una dipendenza quadratica tra la potenza e la tensione:

Si definisce quindi un elemento di Shunt, cioè un’induttanza o una capacità modellate

$$\frac{P}{P_n} = k \cdot \left(\frac{V}{V_n}\right)^2 \quad (6.11)$$

come un'impedenza collegata tra il bus e la terra. L'ammettenza dell'elemento di shunt al bus i è data da:

$$y_{sh}^i = g_{sh}^i + j \cdot b_{sh}^i \quad (6.12)$$

Dove i termini g_{sh}^i e b_{sh}^i sono rispettivamente la conduttanza e la suscettanza dell'elemento i -esimo considerato. Così facendo si riescono a modellare i carichi a impedenza costante, ma in una rete elettrica la dipendenza tensione-potenza non è sempre quadratica, ma varia dal tipo di carico considerato. A tal proposito sono state analizzate tre differenti situazioni per fare alcune valutazioni generali su come modellizzare i carichi nella rete considerata. I casi valutati sono:

- Caso con carichi a potenza costante
- Caso con carichi a impedenza costante, definiti come elementi di Shunt
- Caso intermedio, in cui i carichi sono stati definiti al 50% a potenza costante e al restante 50% a impedenza costante, così da avere un caso medio rispetto ai primi due

La rete su cui sono state fatte le prove è quella precedentemente presentata (Figura 6.2) in cui i GD sono stati impostati a $\cos(\varphi)$ fisso pari a 0.9.

L'andamento del profilo di tensione nel primo nodo della rete, modellizzando i carichi a potenza costante è il seguente:

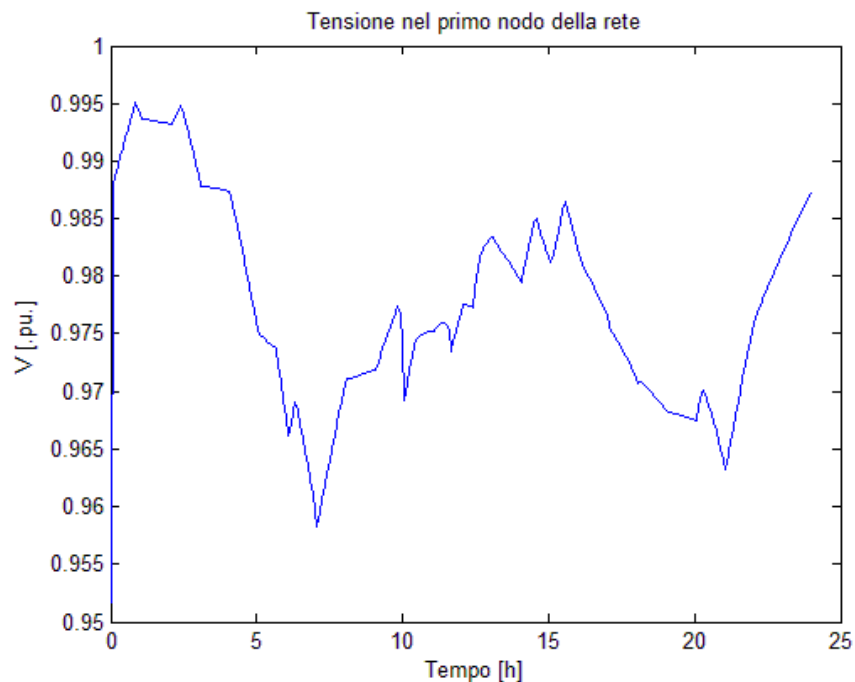


Figura 6.12 - Profilo di tensione nel primo nodo nel caso di carichi a potenza costante

Utilizzando invece un modello ad impedenza costante (“imp cost”) o un modello mixed (“parziale”) si nota come la tensione tenda ad aumentare e si porti verso il valore di $V_{NOM}=1$. La cosa è ovviamente più marcata nel caso di modello dei carichi a impedenza costante, in quanto, poiché la tensione ai nodi dei carichi è minore della tensione nominale, anche la potenza assorbita (attiva e reattiva) sarà minore rispetto a quella nominale. Più la tensione è lontana dal valore unitario (p.u.), più ci sarà differenza tra i modelli utilizzati e viceversa: dalla Figura 6.14 si nota come nelle prime ore della notte, quando la tensione è prossima al valore nominale ($V=0.994$, cioè con un errore dello 0.6% rispetto a V_{NOM}) la differenza tra i modelli utilizzati è irrisoria (errore dell'ordine dello 0.01% tra un modello e l'altro). Dalla Figura 6.15 si vede invece come nelle prime ore del mattino (tra le 6 e le 8) la tensione subisce una forte diminuzione, dovuta all'allacciamento di grossi carichi e qui si notano le differenze maggiori nella modellizzazione dei carichi, con un errore anche dello 0.5% (Figura 6.15).

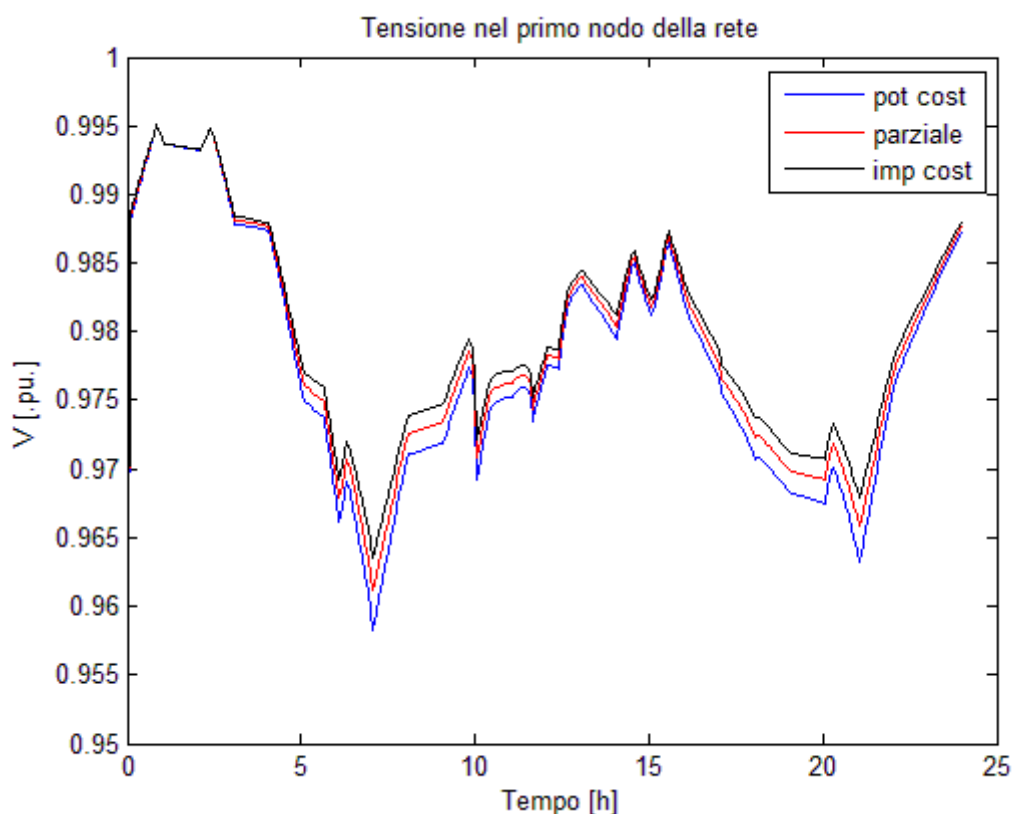


Figura 6.13 - Tensione nel primo nodo della rete, confronto tra i diversi modelli dei carichi

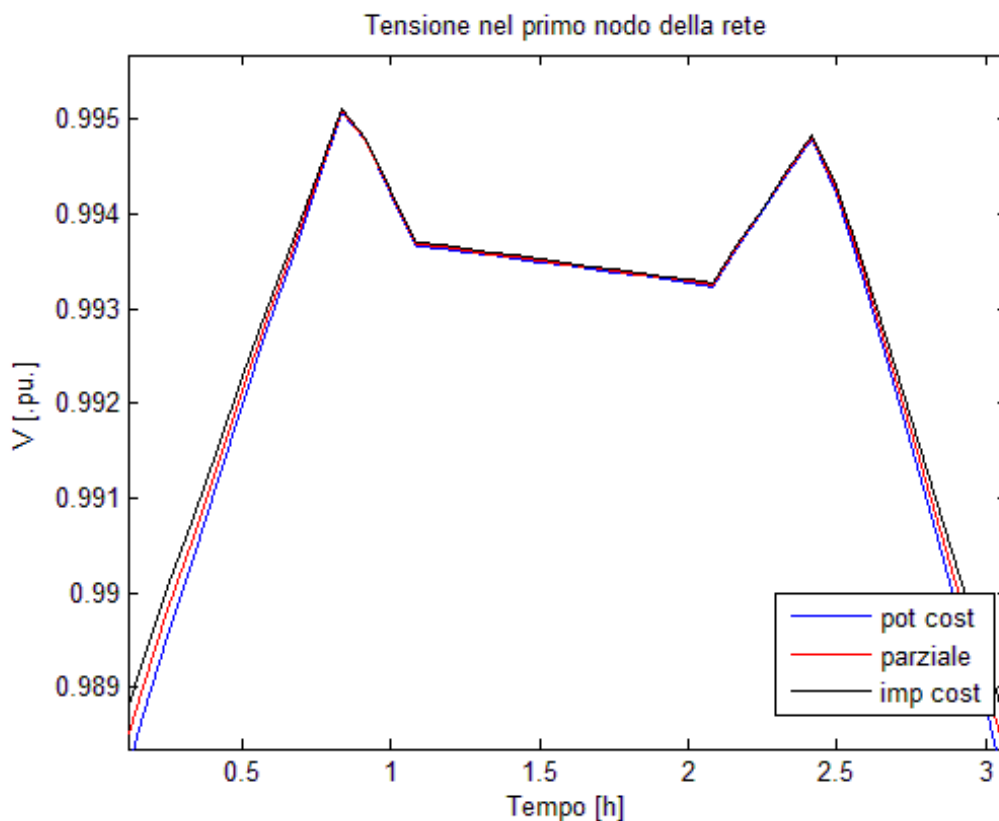


Figura 6.14 - Tensione nel primo nodo della rete, zoom sulle prime ore della notte

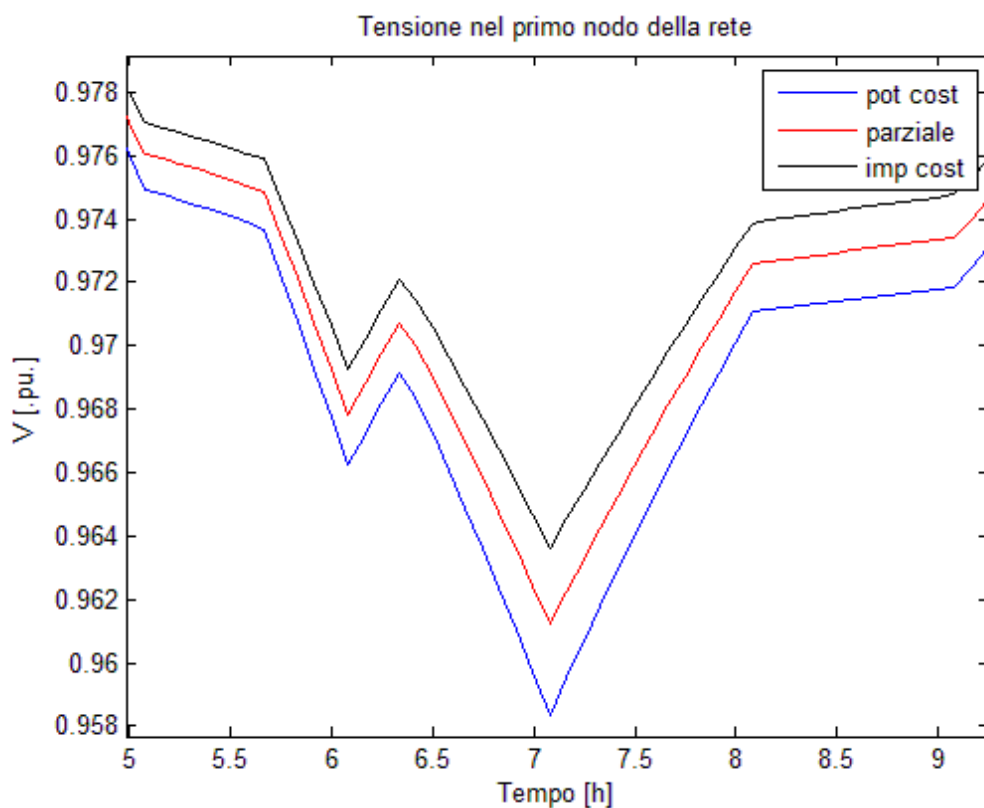


Figura 6.15 - Tensione nel primo nodo della rete, zoom sulle prime ore del mattino

Guardando ora un nodo critico della rete, cioè l'ultimo nodo del feeder due (nodo 32), si nota come le osservazioni fatte per il primo nodo siano ancora valide ed anzi vengano in un certo qual modo amplificate:

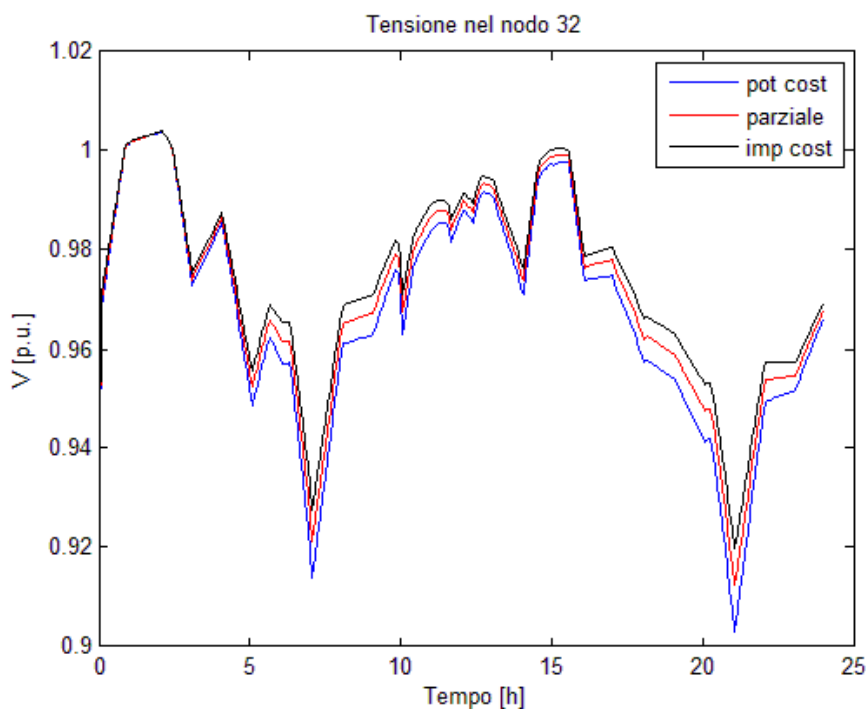


Figura 6.16 – Tensione nel nodo 32 della rete, confronto tra i diversi modelli dei carichi

La differenza tra i modelli aumenta rispetto all'analisi precedente, soprattutto nelle prime ore del mattino quando, a causa della tensione molto bassa, l'errore cresce fino all'1.5%.

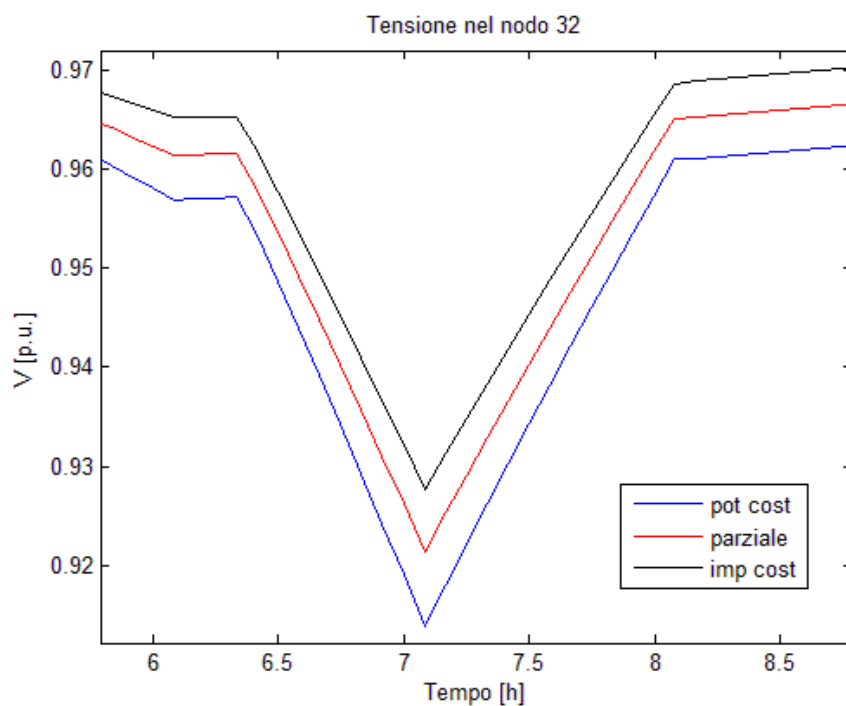


Figura 6.17 - Tensione nel primo nodo della rete, zoom sulle prime ore del mattino

Si è mostrato come l'utilizzo di un metodo per la descrizione dei carichi rispetto ad un altro possa portare a risultati differenti. Tuttavia è difficile scegliere uno dei modelli proposti per descrivere una casistica reale, in quanto solitamente i carichi allacciati alla rete hanno caratteristiche differenti tra loro. Bisognerebbe studiare caso per caso i vari carichi collegati alla rete al fine di effettuare una modellazione corretta. Detto ciò, per compiere un'analisi più generale, si può considerare il caso peggiore dal punto di vista del controllo della tensione, cioè il caso in cui la tensione si discosta maggiormente dalla tensione nominale. Verrà quindi utilizzato, nel resto dell'elaborato, un modello dei carichi a potenza costante.

Le simulazioni effettuate sono state svolte a tempo discreto ed ogni istante di tempo è stato preso pari a 5 minuti. Si è ipotizzato quindi che l'azione di controllo, cioè la variazione di potenza reattiva prodotta dai generatori, fosse istantanea, vale a dire che nei 5 minuti tutte le dinamiche, nella realtà presenti, fossero già a regime. Si è voluto verificare tale ipotesi svolgendo una prova mediante software "DigSilent PowerFactory", in grado di evidenziare la dinamica del sistema. Partendo dal sistema controllato tramite controllo coordinato, con azione secondaria effettuata grazie alla matrice di sensitività, sono stati presi i dati in due istanti successivi, prima e dopo della variazione dell'azione di controllo primaria.

$$\begin{array}{ll}
 Q_{GD1}(k) = -0,89\text{MVAR} & Q_{GD1}(k+1) = 0,27\text{MVAR} \\
 Q_{GD2}(k) = 0,64\text{MVAR} & Q_{GD2}(k+1) = 2,15\text{MVAR} \\
 Q_{GD3}(k) = -1,56\text{MVAR} & Q_{GD3}(k+1) = -0,77\text{MVAR} \\
 Q_{GD4}(k) = 3,35\text{MVAR} & Q_{GD4}(k+1) = 3,42\text{MVAR} \\
 Q_{GD5}(k) = -1,56\text{MVAR} & Q_{GD5}(k+1) = 0,04\text{MVAR}
 \end{array}$$

Nel grafico seguente (Figura 6.18) sono mostrati gli andamenti delle potenze reattive dopo l'azione di controllo: all'istante $t=30$ sono stati cambiati i set point di potenza reattiva ai generatori distribuiti e si evince come tutti e cinque i generatori arrivino a regime in circa 45 secondi. Questo conferma l'ipotesi effettuata in precedenza, infatti, dopo cinque minuti (un istante di tempo) i generatori saranno sicuramente arrivati a regime e quindi trascurarne la dinamica, è un'approssimazione accettabile.

6.2.1 – Caso non controllato

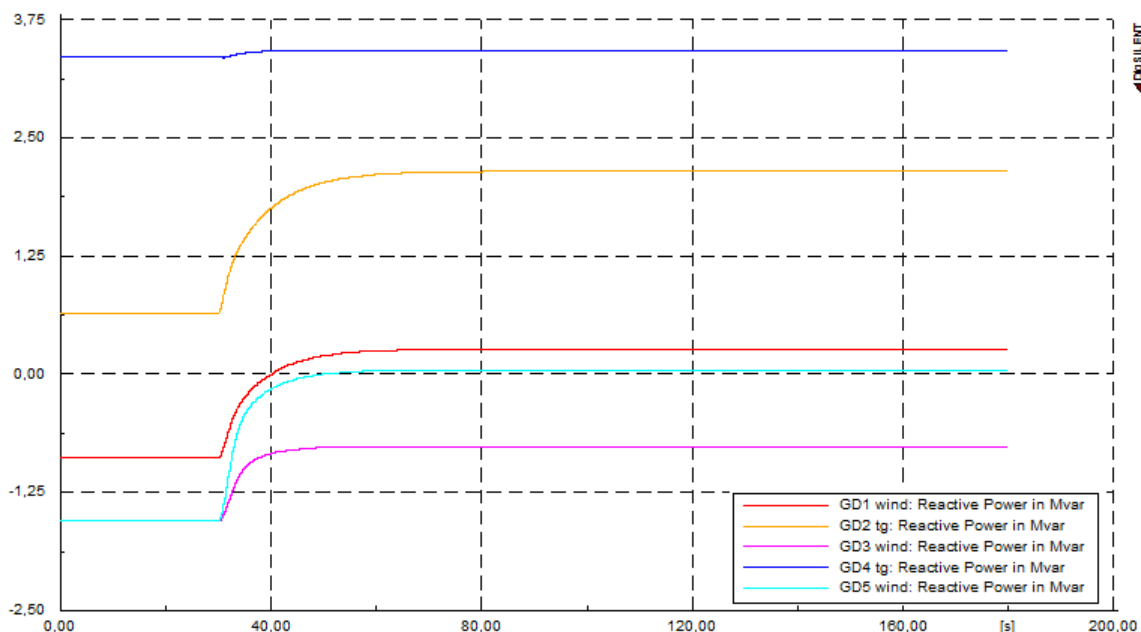


Figura 6.18 - Dinamica dei generatori dopo un'azione di controllo

6.2.1 Caso non controllato

Nel caso non controllato l'andamento della tensione all'interno della rete eccede in maniera evidente i limiti del $\pm 5\%$ della tensione nominale che devono essere garantiti ai fini della qualità del servizio. Per le simulazioni è stato ipotizzato che, nel caso di rete non controllata, i generatori lavorino tutti a $\cos\phi$ fisso pari a 0.9. In Tabella 6.1 vengono presentati degli indici ritenuti significativi per l'analisi della rete e, successivamente, dei sistemi di controllo implementati. Vengono contemporaneamente analizzati i casi in cui i generatori eolici hanno un profilo di generazione realistico (Figura 6.6) ed uno volutamente critico (Figura 6.7):

	Vento realistico	Vento critico
e_m	3.0873%	4.2769%
Scambio Q_{AT}	68.36%	75.51%

Tabella 6.1 - Risultati caso non controllato

In cui abbiamo che:

- e_m è l'errore medio percentuale ai nodi della rete nell'arco dell'intera giornata;
- Q_{AT} è la potenza reattiva ceduta dalla rete di alta tensione alla rete MT nell'arco dell'intera giornata, in percentuale rispetto alla potenza reattiva totale assorbita dalla rete;

Di seguito vengono presentati i grafici che presentano l'andamento dell'errore medio in ogni nodo nell'arco della giornata, sia nel caso di vento realistico che nel caso di vento critico, nei due feeder della rete.

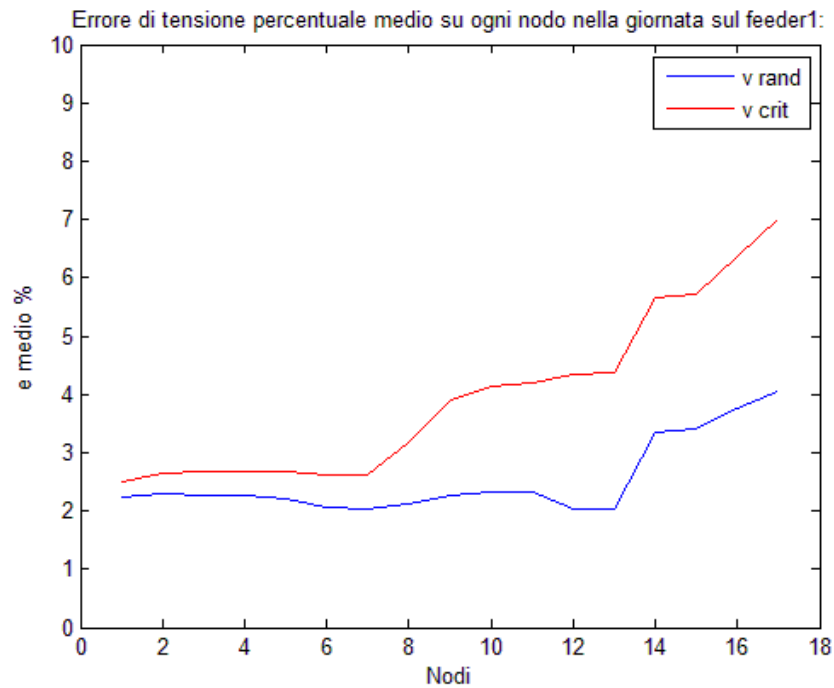


Figura 6.19 - Errore di tensione medio percentuale per il feeder 1

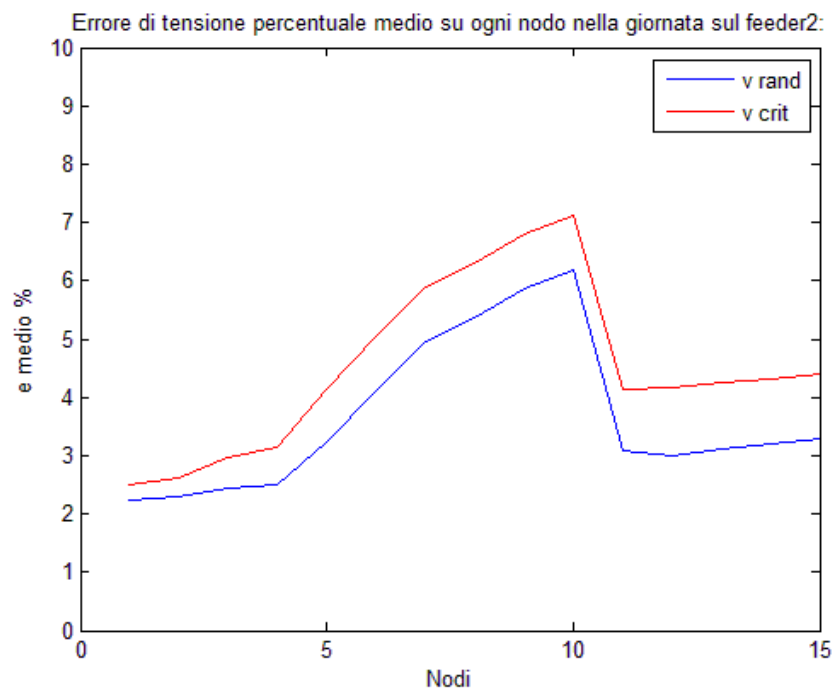


Figura 6.20 - Errore di tensione medio percentuale per il feeder 2

6.2.1 – Caso non controllato

Da questi grafici risulta chiaro come non bisogna farsi trarre in inganno dal valore di e_m giornaliero presentato in Tabella 6.1, si nota infatti che in alcuni nodi l'errore medio eccede in modo significativo i limiti del $\pm 5\%$, soprattutto nel caso di vento critico. La cosa risulta ancor più marcata evidenziando l'errore massimo calcolato in ogni singolo nodo (Figura 6.21 e Figura 6.22).

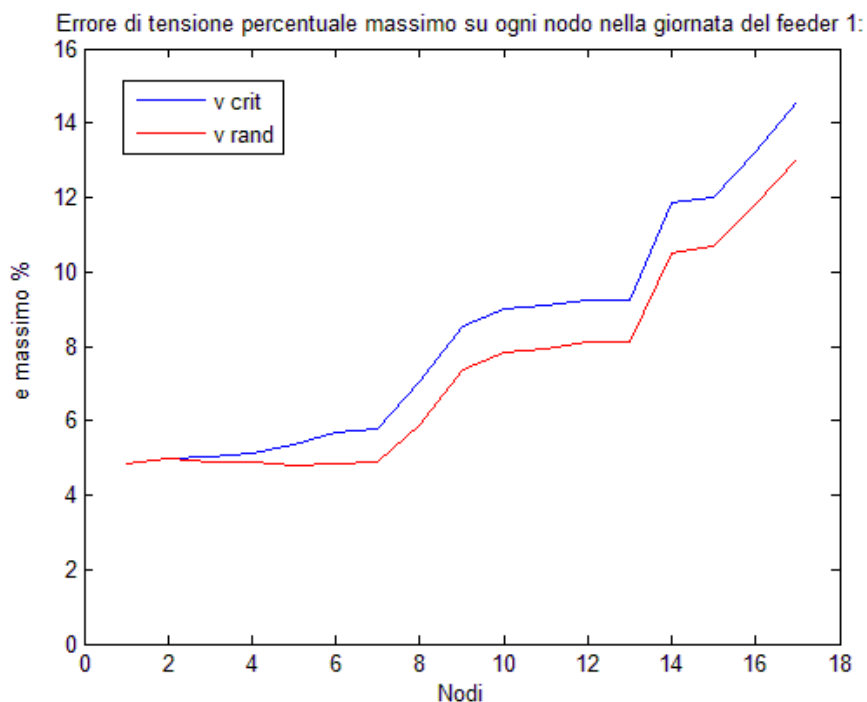


Figura 6.21 - Errore massimo di tensione in ogni nodo del feeder 1

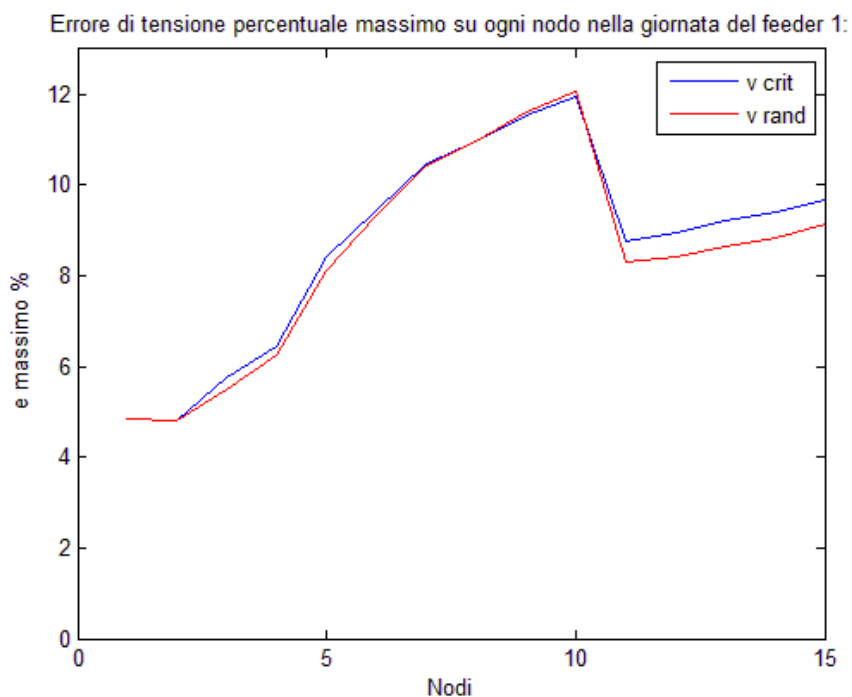


Figura 6.22 - Errore massimo di tensione in ogni nodo del feeder 2

6.2.2 Controllo con TAP changer

Il primo controllo che è stato implementato agisce esclusivamente sul TAP changer della cabina primaria ed ha come obiettivo quello di riportare la tensione all'interno dei limiti del +/-8% del valore nominale, entrando in funzione solo nel caso che questi fossero oltrepassati in uno o più nodi della rete. Dato che non è realistico pensare di avere a disposizione tutte le misure di tensione nei nodi della rete, ai fini dell'intervento del tap changer si è scelto di osservare scelti alcuni nodi critici su cui calcolare il DV; tali nodi sono quelli che presentano dei generatori distribuiti e i due nodi finali del feeder 2. Una strategia di controllo di questo tipo è tipica delle reti passive, in cui viene attualmente utilizzata con risultati soddisfacenti. Anche in questo caso si è imposto ai generatori distribuiti un $\cos\phi$ costante pari a 0.9. La variazione da applicare al trasformatore del variatore sotto carico (la nostra azione di controllo) è calcolata utilizzando il metodo a compensazione di corrente. Questo significa che, nel caso in cui un nodo superi i limiti imposti, si avrà una variazione del TAP changer pari a:

$$TAP = \left(1 - \frac{V_{com}}{V_{nom}}\right) \quad (6.13)$$

In cui V_{nom} è la tensione nominale della rete e V_{com} è una tensione di compensazione calcolata come:

$$V_{com} = R_{com} \cdot I \quad (6.14)$$

Nella (6.14) R_{com} è una resistenza di compensazione che viene calcolata in relazione alla topologia ed alle caratteristiche fisiche della rete, mentre la I è la corrente misurata circolante nel trasformatore. Il TAP ha delle variazioni discrete con una risoluzione dell'1%, limitate al massimo a +/-10%. La strategia di controllo prevede quindi che il TAP intervenga nel caso in cui vengano superati i limiti di tensione del +/- 8% e, a seguito di ogni intervento, ogni 3h viene controllato che il valore del TAP sia realmente quello adeguato alle condizioni della rete, in caso contrario viene modificato. In Tabella 6.2 vengono presentati, come nel caso precedente, degli indici significativi per l'analisi della rete controllata con la sola azione del TAP changer:

	Vento realistico	Vento critico
e_m	1.8363%	1.8701%
Scambio Q_{AT}	68.19%	75.31%

Tabella 6.2 - Risultati del controllo con Tap changer e GD a $\cos\phi$ pari a 0.9

6.2.2 – Controllo con TAP changer

Si può notare che con l'introduzione dell'azione del TAP changer si riduce in modo sostanziale l'errore medio percentuale in ogni nodo della rete. Lo scambio con la rete AT invece non subisce variazioni significative in quanto i generatori lavorano, come nel caso precedente, a $\cos\phi$ fisso a 0.9. In Figura 6.23 e viene mostrato l'andamento dell'errore medio in ogni nodo della rete controllata, sia nel caso di vento realistico che in quello di vento volutamente critico:

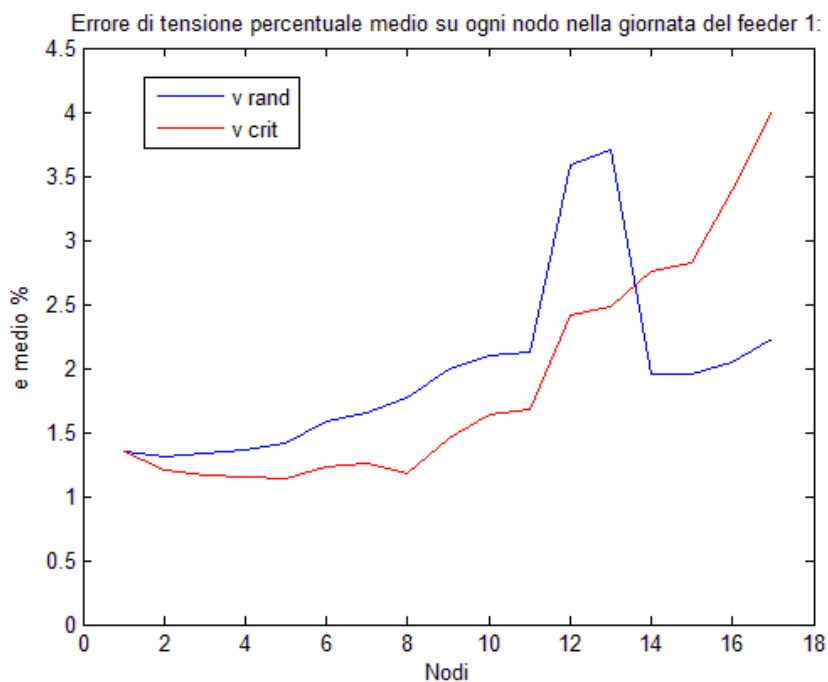


Figura 6.23 - Errore di tensione medio percentuale per il feeder 1 con controllo del Tap changer

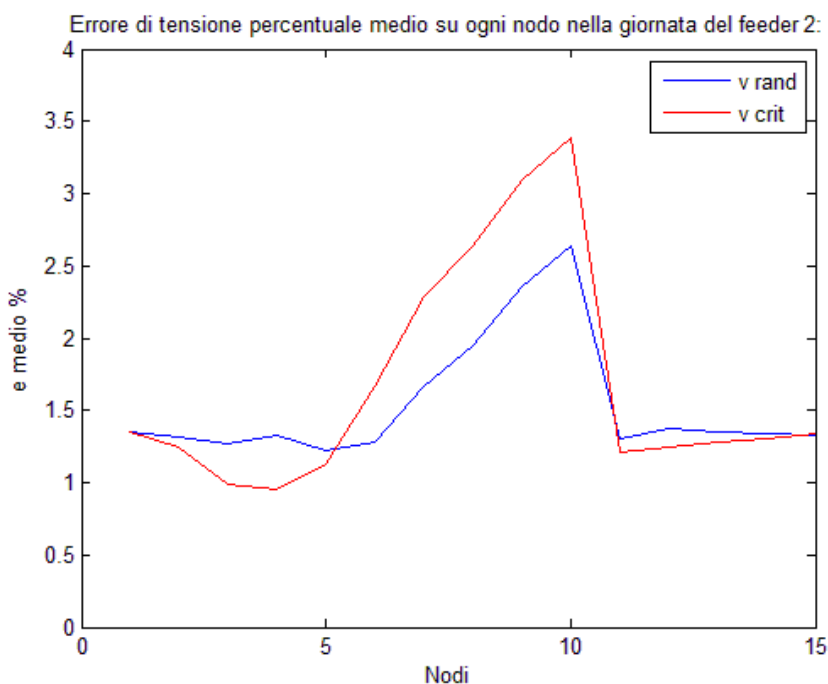


Figura 6.24 - Errore di tensione medio percentuale per il feeder 2 con controllo del Tap changer

E' evidente come l'errore medio di tensione ora rimanga all'interno dei limiti imposti del +/-5% e sia decisamente migliorato rispetto al caso non controllato, seppur rimanendo elevato in alcuni nodi critici della rete. L'errore massimo invece rimane elevato e raggiunge in entrambi i feeder il 9%, addirittura superandolo nel primo feeder.

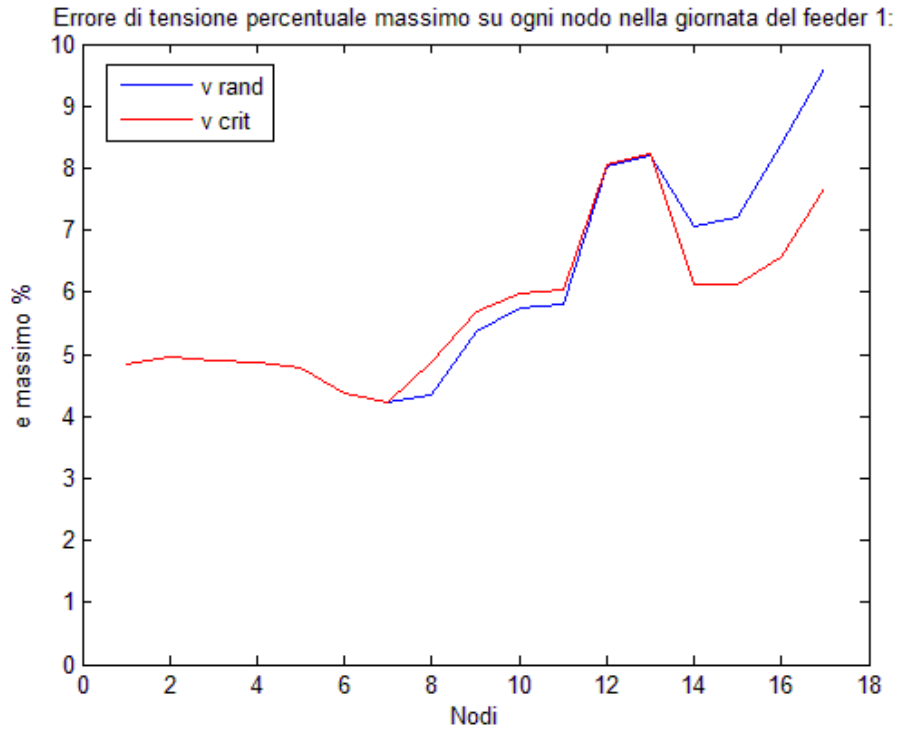


Figura 6.25 - Errore massimo di tensione in ogni nodo per il feeder 1 con controllo del Tap changer

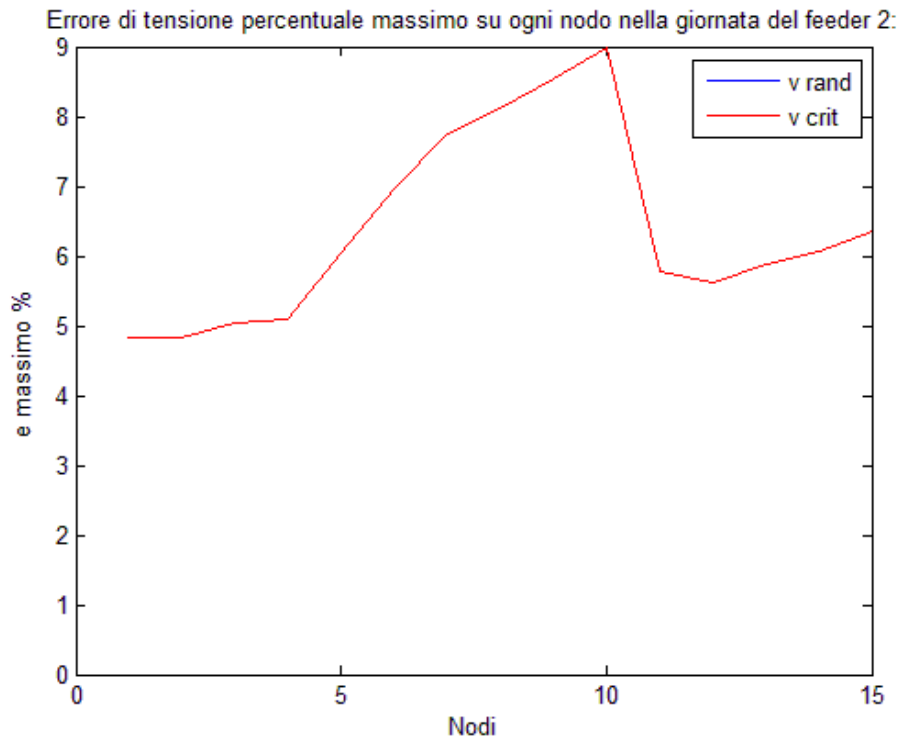


Figura 6.26 - Errore massimo di tensione in ogni nodo per il feeder 2 con controllo del Tap changer

6.2.3 Controllo con TAP changer – 2

Nel caso in cui i generatori allacciati in rete, avessero un $\cos\phi$ fisso pari a uno, cioè sola produzione di potenza attiva, i risultati sarebbero peggiori di quelli mostrati in Tabella 6.2. Dalla Tabella 6.3 si nota che l'errore medio di tensione aumenta e che, ovviamente, la potenza reattiva scambiata con la rete AT risulta pari al 100% della potenza reattiva richiesta dalla rete:

	Vento realistico	Vento critico
e_m	2.1096%	2.2807%
Scambio Q_{AT}	100%	100%

Tabella 6.3 - Risultati del controllo con Tap changer e GD a $\cos\phi$ unitario

6.2.4 Controllo locale decentralizzato

Utilizzando un sistema di controllo di tensione locale e decentralizzato, iniziando quindi ad agire sulle potenze reattive dei generatori, si ottengono, come prevedibile, dei buoni risultati paragonati con il sistema non controllato. Ovviamente scegliendo un'azione di controllo che non prevede la presenza di una deadzone i risultati sono migliori, a seguito però di un utilizzo ripetuto dei generatori ai limiti della loro capability. Inserendo una banda morta invece i risultati peggiorano mentre i generatori lavorano quasi totalmente distanti dai limiti imposti dalle capability e con una potenza richiesta caratterizzata da variazioni meno repentine. Durante le simulazioni è stato scelto di imporre come set point di tensione dei vari generatori la tensione nominale della rete $V_{NOM}=1$ [p.u.].

In Tabella 6.4 sono presentati i risultati ottenuti utilizzando il controllo locale decentralizzato in cui vengono evidenziati l'errore medio di tensione percentuale e lo scambio di reattivo con la rete AT, calcolato in percentuale rispetto alla domanda di reattivo da parte della rete. Con D si esprime l'ampiezza della deadzone, da intendersi come valore percentuale dell'errore di tensione (es.: $D=2$ esprime una deadzone del 2% che va da un DV di -0.01 a 0.01 [p.u.]):

	Vento random			Vento critico		
	D=0	D=2	D=4	D=0	D=2	D=4
e_m	1.3804%	1.6933%	2.0363%	1.3926%	1.8385%	2.2828%
Scambio Q_{AT}	35.54%	41.76%	46.64%	26.18%	36.20%	43.65%

Tabella 6.4 - Risultati del controllo locale decentralizzato

Per capire meglio la differenza di sollecitazione dei GD nei vari casi può essere utile porre l'attenzione sui punti di funzionamento dei vari generatori, in relazione alle curve di capability per le diverse ampiezze di deadzone:

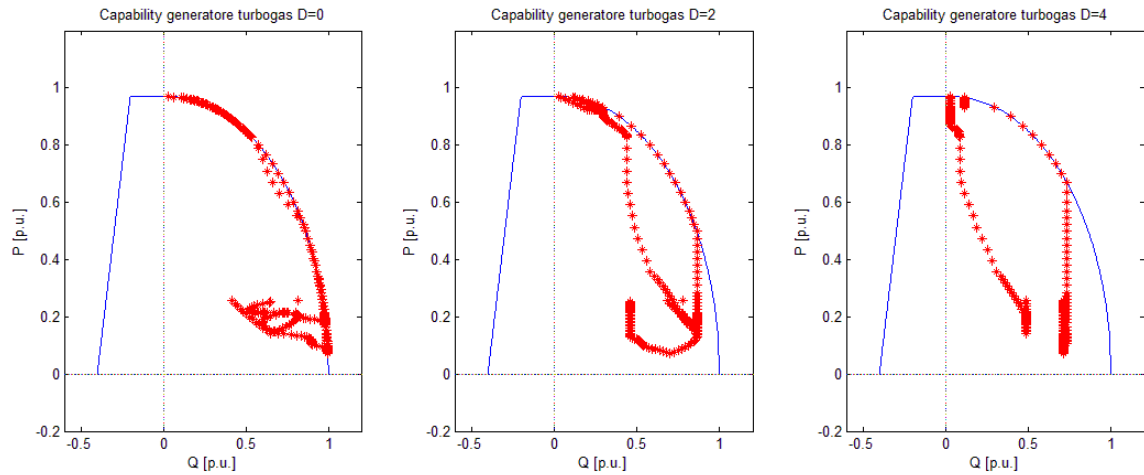


Figura 6.27 - Punti di funzionamento di un generatore turbogas al variare dell'ampiezza della deadzone

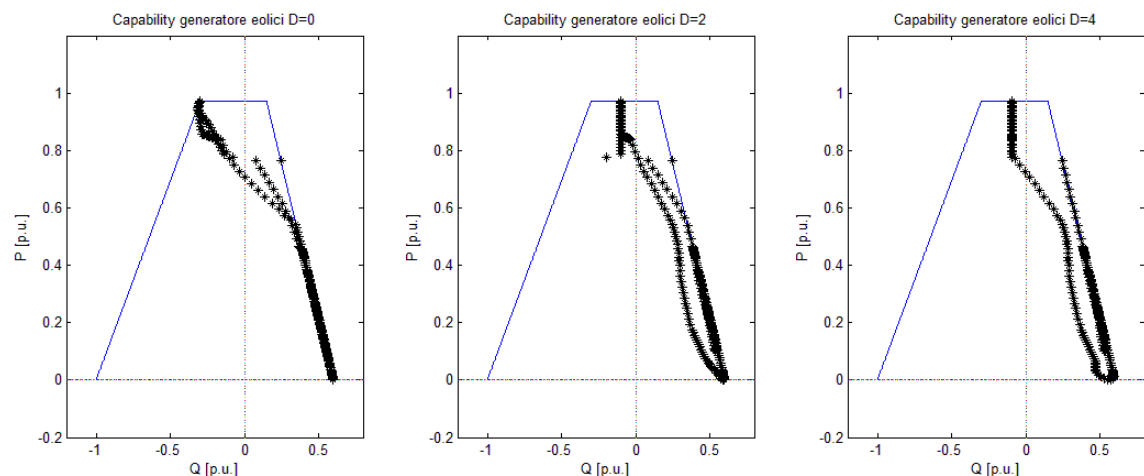


Figura 6.28 - Punti di funzionamento di un generatore eolico al variare dell'ampiezza della deadzone

In Figura 6.27 sono evidenziate le curve di capability del generatore turbogas GD4 in tre diverse condizioni di regolazione: nel caso di regolatore con guadagno lineare il generatore è sfruttato ai limiti della capability per quasi l'intera giornata, mentre con una regolazione con ampiezza della deadzone pari al 4% il GD lavora all'interno della curva ed eroga potenza reattiva costante per buona parte della giornata. Anche per quanto riguarda il generatore eolico GD5, si può notare dalla Figura 6.28 come i punti di funzionamento siano per la maggior parte all'interno della curva di capability. L'errore di tensione però peggiora all'aumentare dell'ampiezza della banda morta, come viene riportato in Figura 6.29 e Figura 6.30 in cui vengono mostrati i grafici relativi all'errore medio di tensione in ogni nodo della rete per esempio in condizioni di vento casuale.

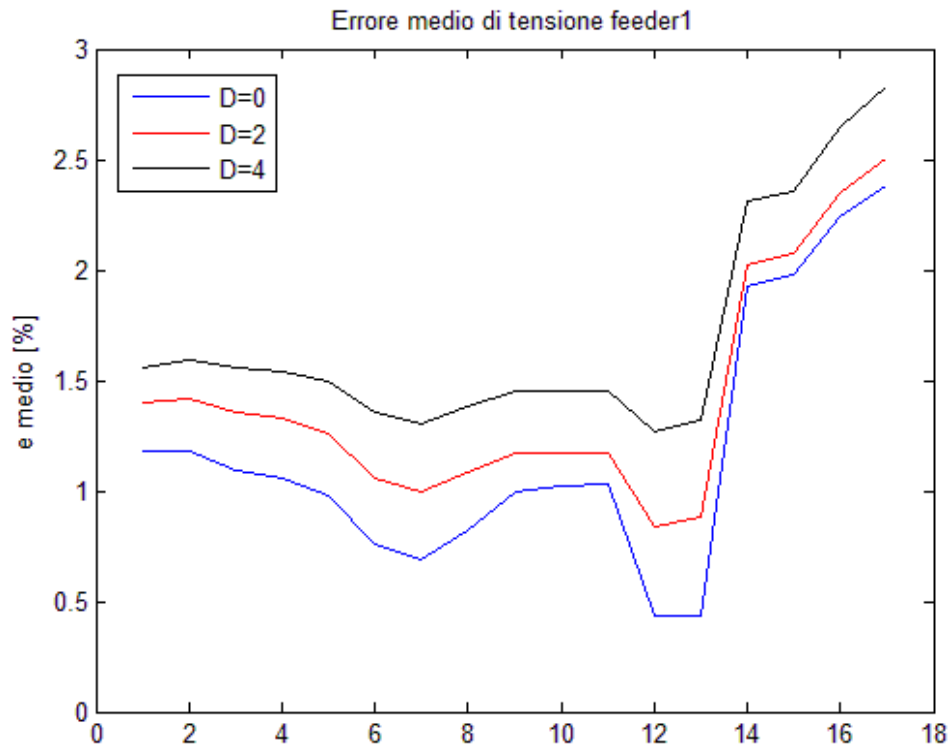


Figura 6.29 - Errore medio percentuale al variare dell'ampiezza della deadzone in ogni nodo del feeder 1

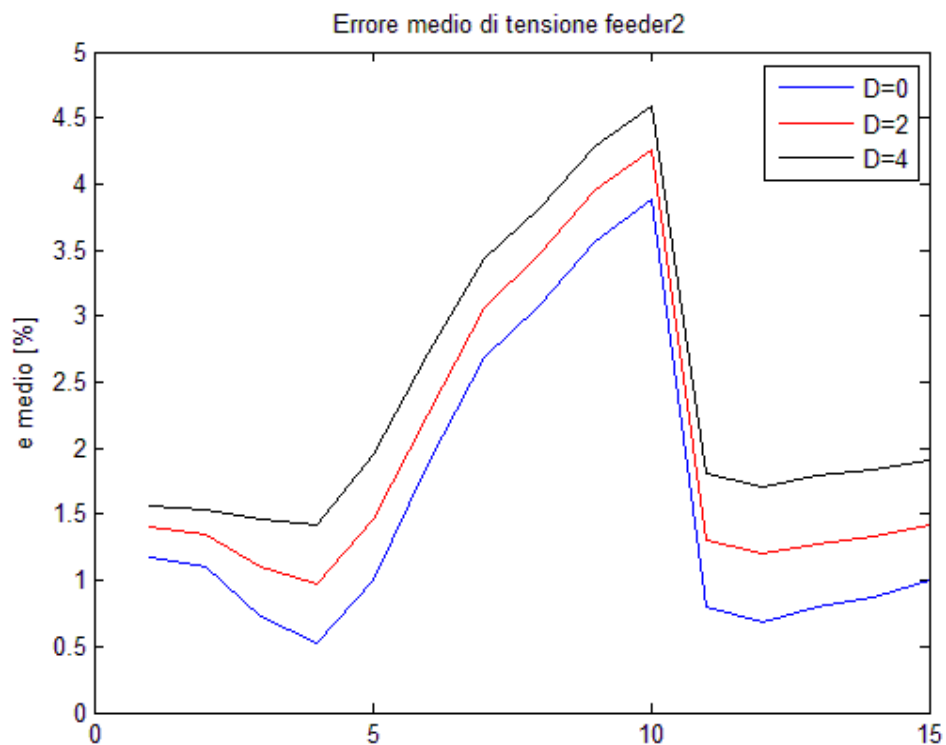


Figura 6.30 - Errore medio percentuale al variare dell'ampiezza della deadzone in ogni nodo del feeder 2

Si può concludere dicendo che con una semplice azione di controllo decentralizzata, sfruttando dei regolatori di tipo PI, i risultati migliorano notevolmente rispetto al caso non controllato, sia in termini di errore di tensione, sia per quanto riguarda lo scambio di

potenza reattiva con la rete AT. Anche inserendo una deadzone nei regolatori si arriva a buoni risultati, facendo lavorare i generatori con un buon margine rispetto ai limiti di funzionamento.

6.2.5 Controllo con ottimizzatore

Il primo sistema di controllo più avanzato e centralizzato che è stato implementato utilizza un algoritmo di ottimizzazione, come già precedentemente anticipato nel capitolo 5.2.2. Nello specifico il controllore, attraverso la minimizzazione di una funzione di costo, ogni ora ricava le potenze reattive ottime da assegnare a ciascun generatore. La funzione di costo utilizzata è la seguente:

$$\min_{Q_{gen}} f = \min_{Q_{gen}} \left(C_1 \cdot \left| \frac{Q_{AT} - Q_0}{Q_{tot}} \right| + C_2 \cdot \frac{1}{N} \sum_1^N \left| \frac{V - V_{nom}}{e_{max}} \right| \right) \quad (6.15)$$

In cui sono minimizzati lo scambio di potenza con la rete AT e l'errore di tensione in ogni nodo della rete.

In aggiunta all'ottimizzatore vi è sempre l'azione del TAP changer che interviene nel caso in cui vengano superati i limiti di tensione del +/- 6.5% della tensione nominale nei nodi critici della rete. La problematica fondamentale di un controllo di questo tipo è che, per il calcolo delle potenze da assegnare ai generatori, sono richieste molte misure di varie grandezze della rete quali:

- Potenze attive e reattive assorbite da ogni carico;
- Potenze attive generate dai generatori;
- Tensione in ogni nodo della rete.

Necessita quindi di una conoscenza totale della rete. Dato che nella realtà è molto difficile avere tutte queste misure si utilizza, per avere conoscenza delle grandezze non accessibili, uno stimatore dello stato in grado di fornire le stime delle stesse. Di seguito sono presentati i risultati ottenuti con tale controllo, al variare dei costi C_1 e C_2 della funzione da minimizzare.

Peso sul solo scambio di potenza reattiva ($C_1=1$ $C_2=0$)

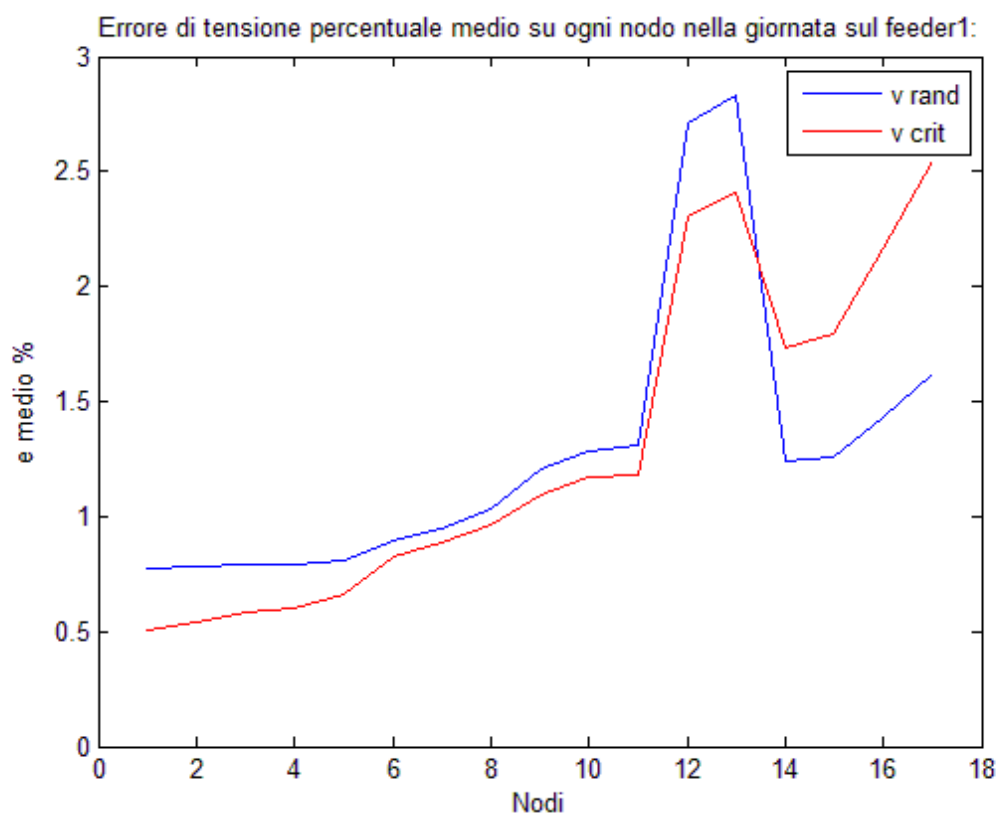
In questo caso viene pesato esclusivamente lo scambio di potenza reattiva con la rete di AT, che quindi viene minimizzato nei limiti del possibile e nel rispetto dei vincoli. Di seguito viene presentata la tabella con gli indici significativi per l'analisi della rete sia nel caso in cui il vento ha un andamento realistico che critico.

	Vento random	Vento critico
e_m	1.3062%	1.292%
Scambio Q_{AT}	27.79%	18.38%

Tabella 6.5 - Risultati con ottimizzatore e pesi $C_1=1$ $C_2=0$

È facile notare come ci sia un netto miglioramento della potenza reattiva scambiata con la rete di alta tensione che viene nettamente sgravata infatti, per esempio nel caso di vento realistico, la potenza reattiva fornita dalla rete AT passa da circa il 70% della potenza reattiva totale richiesta dal sistema nel caso di controllo con solo tap changer e generatori con $\cos\phi=0.9$ (Tabella 6.2), al solo 27%.

Anche l'errore medio (pur non essendo pesato nella funzione di ottimizzazione) diminuisce notevolmente.

Figura 6.31 - Errore medio di tensione in ogni nodo per il feeder 1 con ottimizzatore e pesi $C_1=1$ $C_2=0$

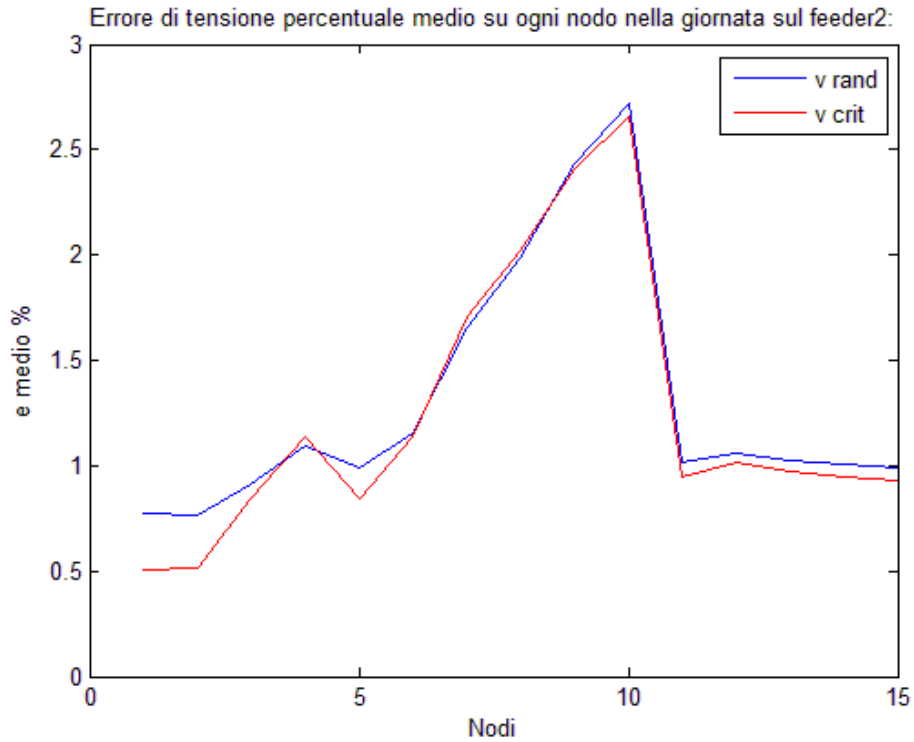


Figura 6.32 - Errore medio di tensione in ogni nodo per il feeder 2 con ottimizzatore e pesi $C_1=1$ $C_2=0$

È bene notare come, soprattutto nel feeder1 (Figura 6.31), la situazione di generazione di vento critica porti ad un errore medio inferiore, rispetto ad una generazione casuale, più realistica. Questo è causato da un'azione di controllo differente e da una diversa azione del tap changer:

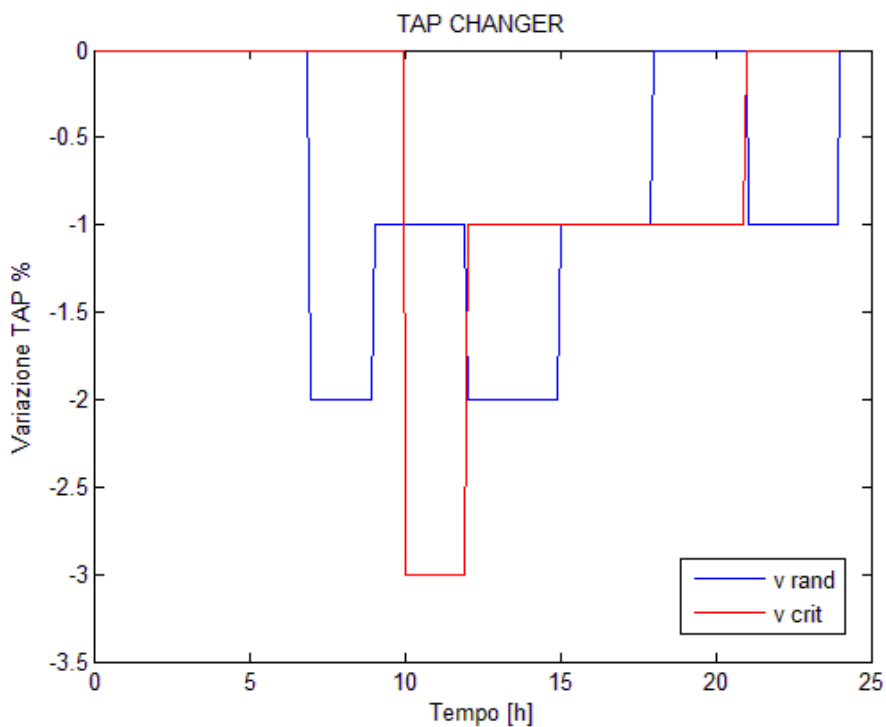


Figura 6.33 - Interventi del tap changer

Senza tale azione, infatti, i risultati sono diversi e rispecchiano quello che ci si può attendere in prima approssimazione per quanto riguarda l'errore di tensione:

	TAP		NO TAP	
Vento	Random	Critico	Random	Critico
e_m	1.3062%	1.292%	1.3707%	1.5614%
Scambio Q_{AT}	27.79%	18.38%	27.77%	18.24%

Tabella 6.6 - Confronto tra la situazione di vento critico e vento realistico in presenza ed in assenza dell'azione del Tap changer

Si ha un miglioramento anche per quanto riguarda l'errore massimo percentuale calcolato in ogni nodo nell'arco della giornata. Questo è dovuto soprattutto al fatto che il tap changer viene azionato per errori di tensione superiori al 6.5%, invece di errori superiori all'8% come nel caso di controllo con solo tap. Di seguito vengono invece presentati i grafici relativi all'errore di tensione massimo percentuale del caso in esame:

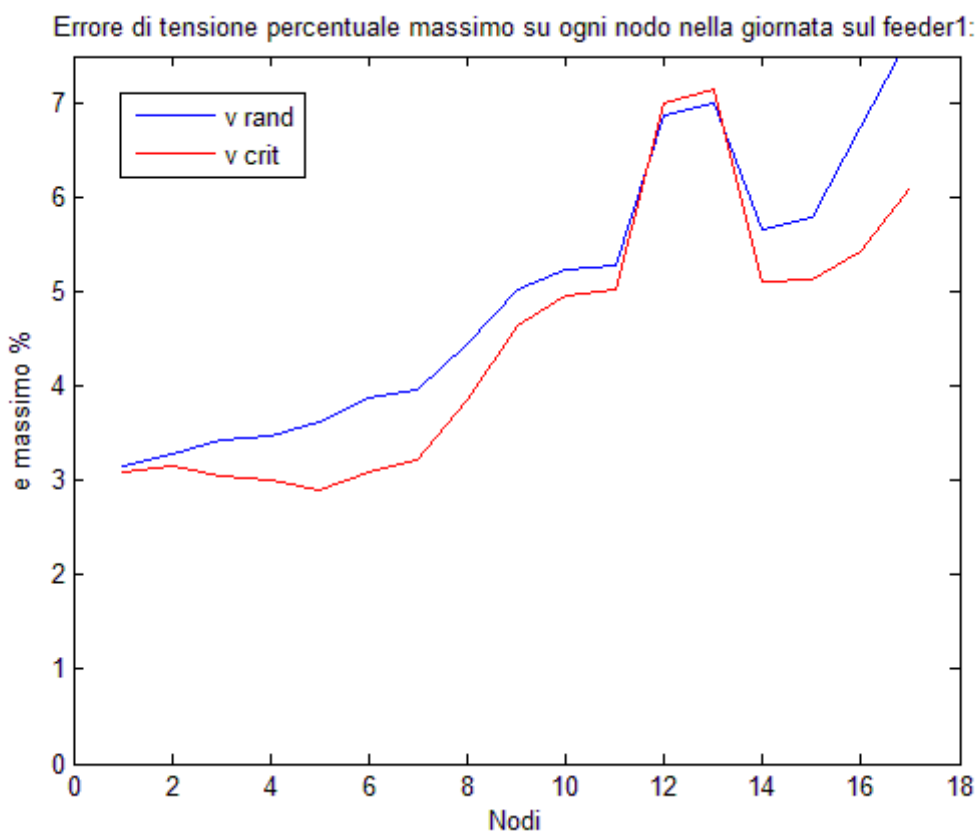


Figura 6.34 - Errore massimo di tensione in ogni nodo per il feeder 1 con ottimizzatore e pesi $C_1=1$ $C_2=0$

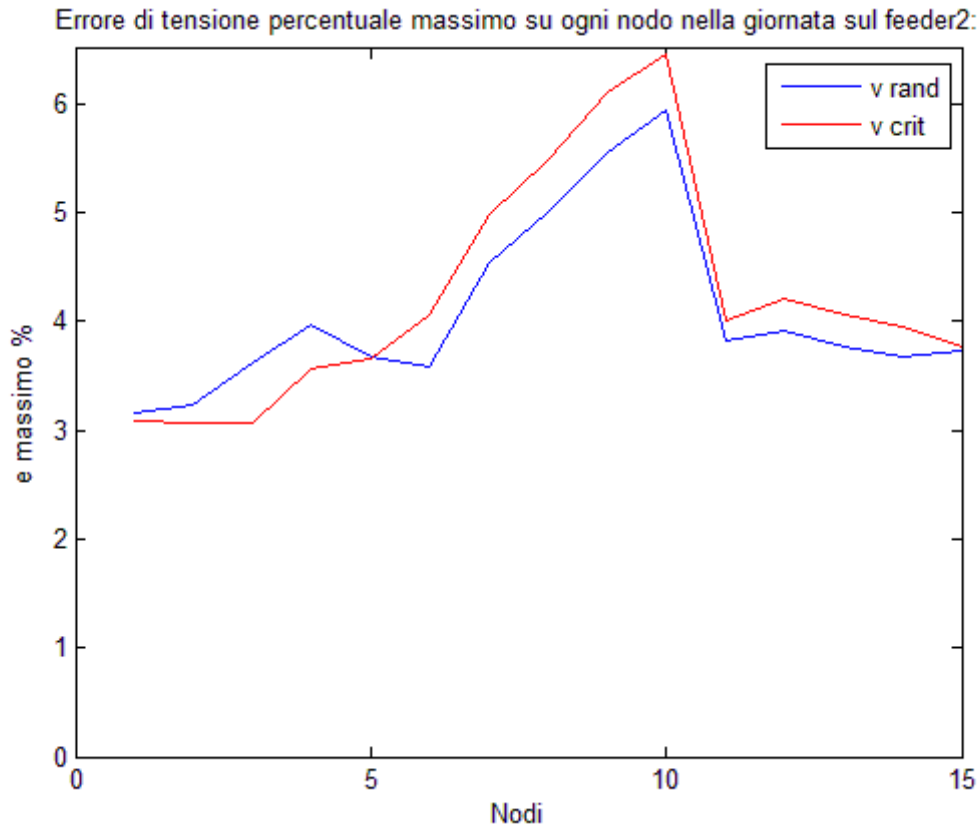


Figura 6.35 - Errore massimo di tensione in ogni nodo per il feeder 2 con ottimizzatore e pesi $C_1=1$ $C_2=0$

Peso sul solo errore di tensione ($C_1=0$ $C_2=1$)

In questo caso viene pesato esclusivamente l'errore di tensione in ogni nodo della rete. Di seguito viene presentata la tabella con gli indici significativi per l'analisi della rete sia nel caso in cui il vento ha un andamento realistico che critico:

	Vento random	Vento critico
e_m	1.1224%	1.1188%
Scambio Q_{AT}	62.83%	46.91%

Tabella 6.7 - Risultati con ottimizzatore e pesi $C_1=0$ $C_2=1$

L'errore di tensione diminuisce ulteriormente, seppur in maniera minima (questo è dovuto alle limitazioni dei generatori, che non possono fornire una potenza reattiva a piacere, ma devono seguire delle curve di capability restrittive). Per quanto riguarda invece lo scambio di potenza reattiva con la rete di alta tensione, nel caso di vento random, si ha un peggioramento, in quanto la rete AT è costretta a fornire quasi tutta la potenza reattiva richiesta dalla rete. Di seguito sono presentati i grafici degli andamenti dell'errore medio e massimo nei due feeder della rete.

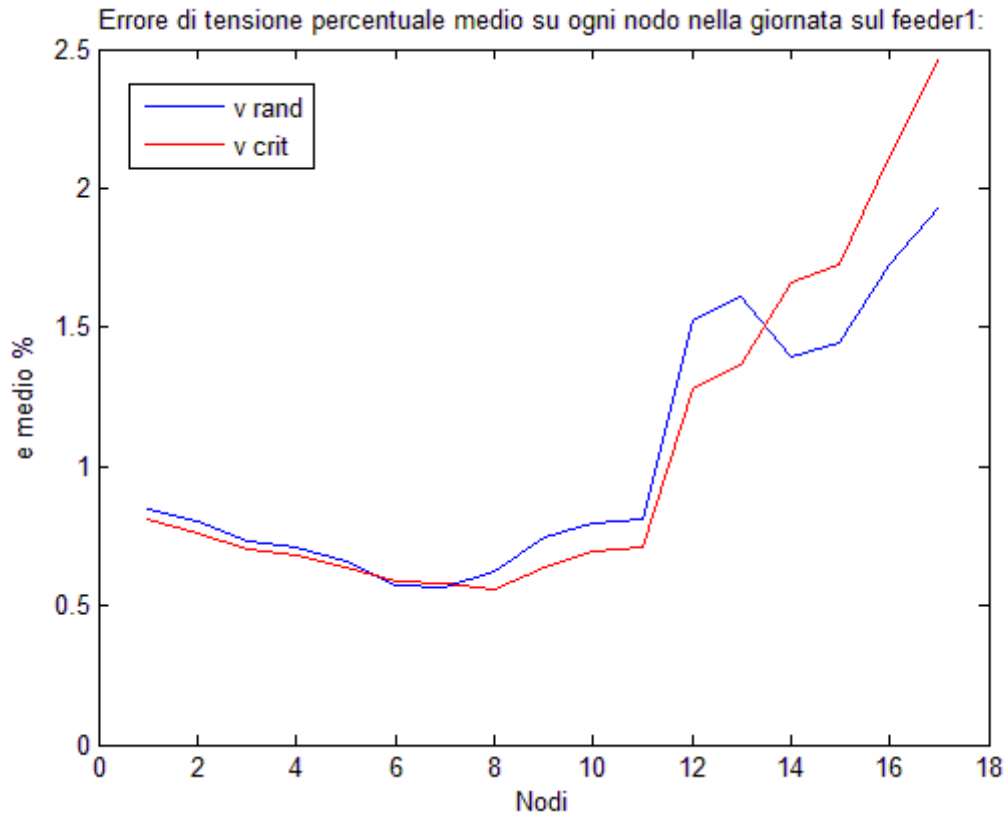


Figura 6.36 - Errore medio di tensione in ogni nodo per il feeder 1 con ottimizzatore e pesi $C_1=0$ $C_2=1$

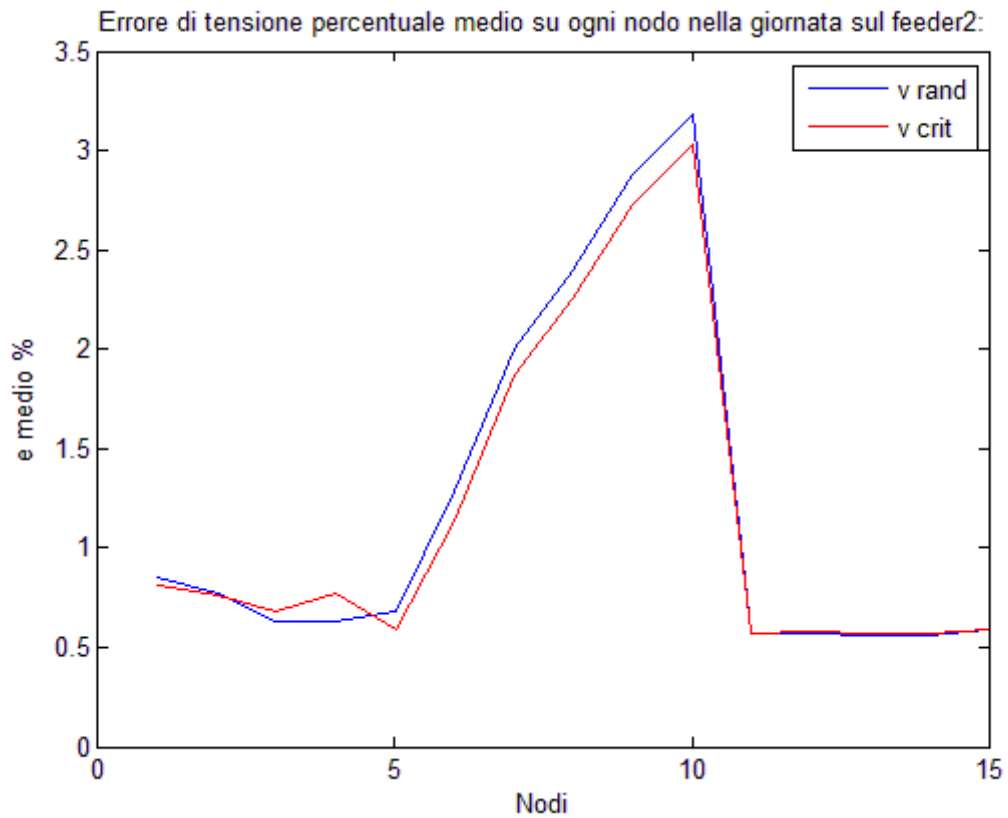


Figura 6.37 - Errore medio di tensione in ogni nodo per il feeder 2 con ottimizzatore e pesi $C_1=0$ $C_2=1$

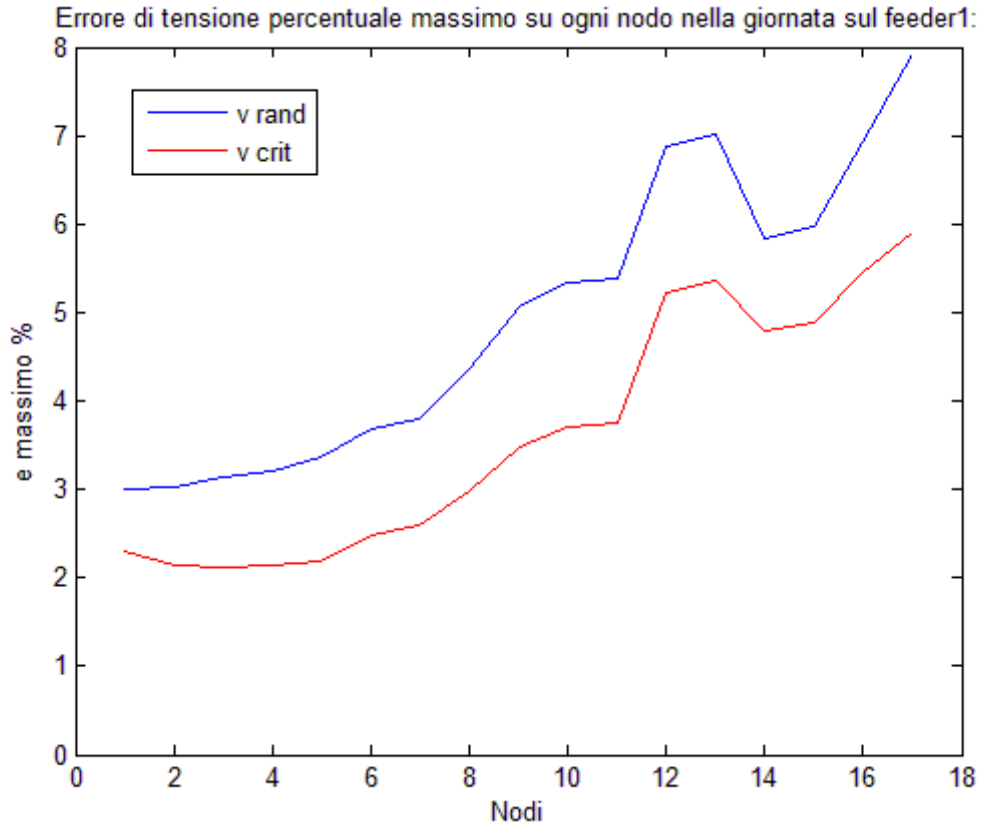


Figura 6.38 - Errore medio di tensione in ogni nodo per il feeder 1 con ottimizzatore e pesi $C_1=0$ $C_2=1$

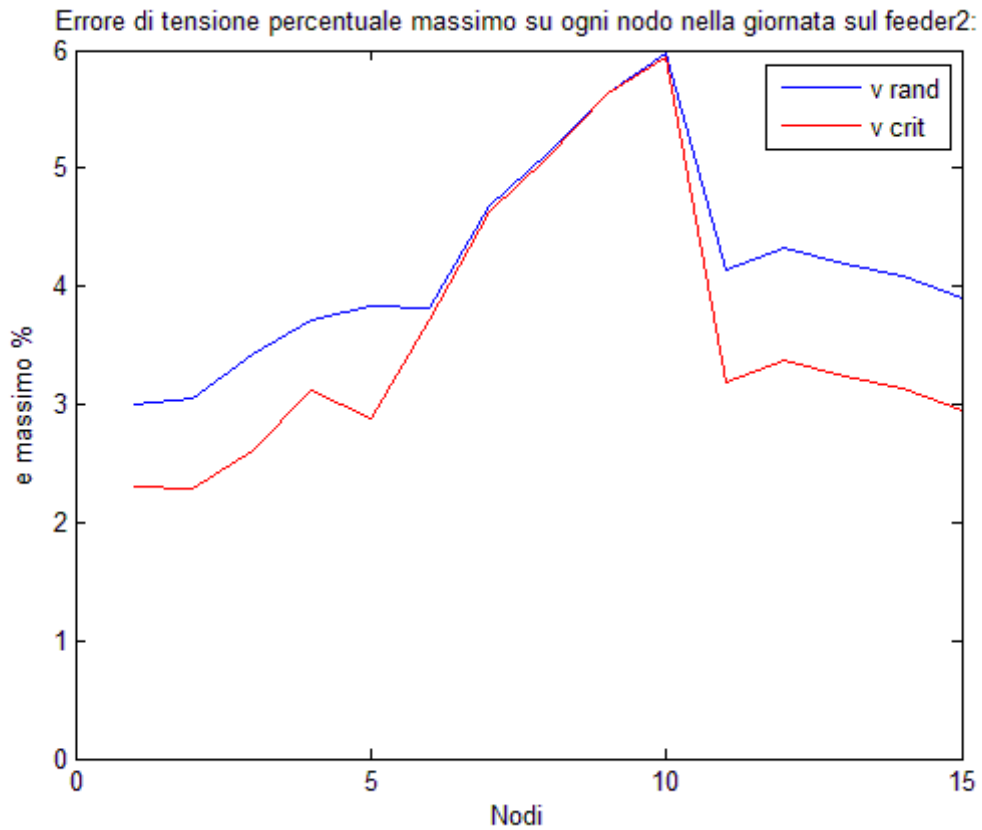


Figura 6.39 - Errore medio di tensione in ogni nodo per il feeder 2 con ottimizzatore e pesi $C_1=0$ $C_2=1$

Per completezza di seguito sono riportati i risultati numerici delle simulazioni pesando nella funzione di costo sia l'errore di tensione, sia lo scambio di potenza reattiva con la rete AT. Si nota come per avere una situazione intermedia tra i due obiettivi, si debba pesare di più l'azione sull'errore di tensione; questo è dovuto al fatto che pur essendo normalizzati gli indici da minimizzare (6.15), lo scambio di potenza reattiva è in valore assoluto maggiore rispetto all'errore di tensione in ogni nodo della rete.

Pesi	Vento random			Vento critico		
	C1=1 C2=1	C1=1 C2=2	C1=1 C2=3	C1=1 C2=1	C1=1 C2=2	C1=1 C2=3
e_m	1.2278%	1.1833%	1.1351%	1.23%	1.1783%	1.1295%
Scambio Q_{AT}	28.34%	32.23%	45.51%	17.36%	19.48%	29.54%

Tabella 6.8 – Risultati con ottimizzatore e pesi bilanciati

Si può quindi concludere che, tra le due combinazioni di pesi, il controllo pesando solamente lo scambio di potenza reattiva con la rete di alta tensione è quello che produce risultati più soddisfacenti, in quanto sgrava notevolmente la rete AT dal compito di fornire potenza reattiva e nel contempo riesce ad avere un netto miglioramento anche per quanto concerne l'errore di tensione, che rimane limitato e prossimo a quello ottenuto con il controllo con peso solo sull'errore di tensione stesso.

6.2.6 Controllo coordinato

Come presentato in precedenza nel capitolo 5.2.4 il controllo coordinato è composto da una struttura gerarchica su due livelli. A differenza del controllo con solo l'ottimizzatore, una volta calcolate mediante la funzione di minimizzazione le potenze reattive da fornire ai generatori, queste non rimangono costanti (sempre nel rispetto dei limiti delle curve di capability), ma variano cercando di inseguire, attraverso l'utilizzo della matrice di sensitività, un determinato profilo di tensione.

Di seguito sono presentati, al variare dei costi presenti nella funzione di ottimo utilizzata dal controllore primario, i risultati ottenuti con tale metodologia di controllo.

Peso sul solo scambio di potenza reattiva ($C_1=1$ $C_2=0$)

	Vento random	Vento critico
e_m	1.093%	1.3431%
Scambio Q_{AT}	26.22%	17.66%

Tabella 6.9 - Risultati controllo coordinato e pesi $C_1=1$ $C_2=0$

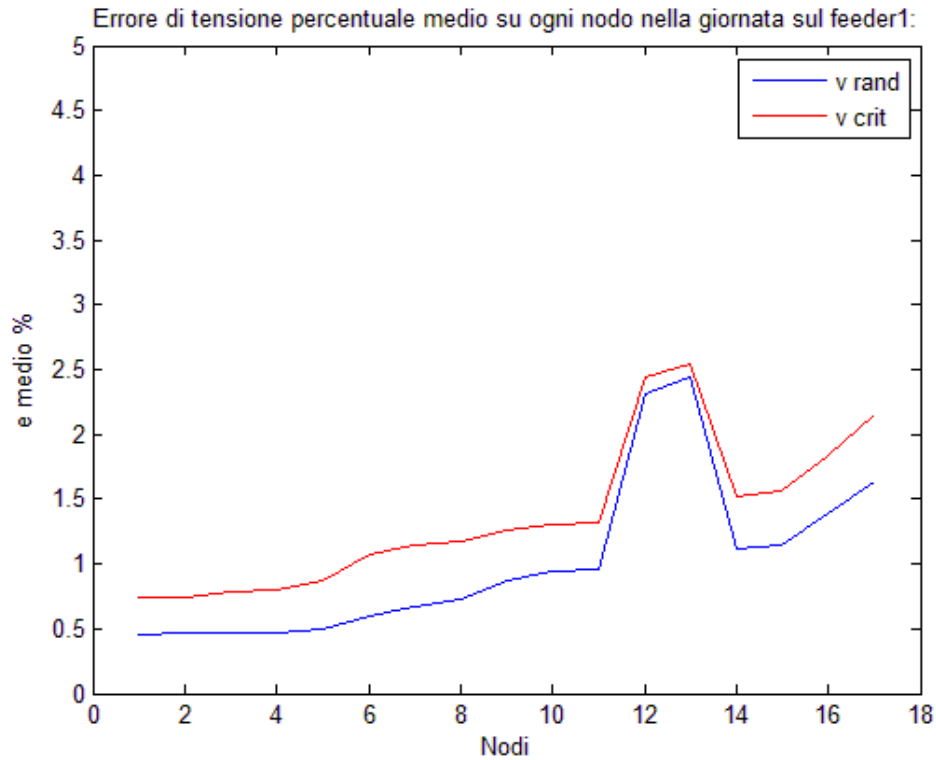


Figura 6.40 - Errore medio di tensione in ogni nodo per il feeder 1 controllo coordinato e pesi $C_1=1$ $C_2=0$

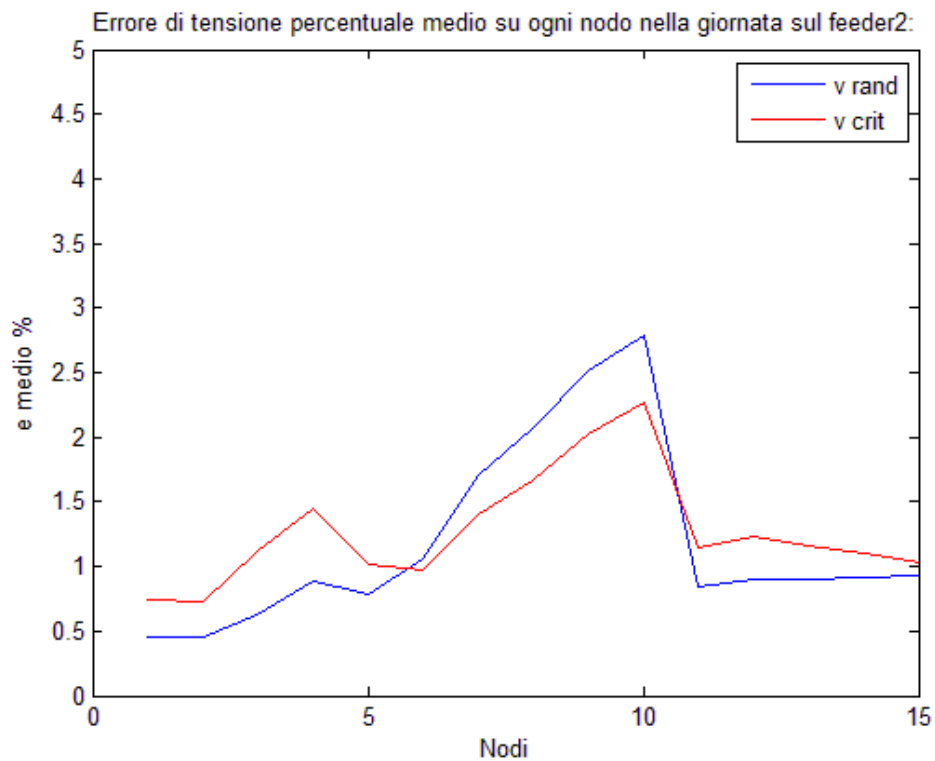


Figura 6.41 - Errore medio di tensione in ogni nodo per il feeder 2 controllo coordinato e pesi $C_1=1$ $C_2=0$

6.2.6 – Controllo coordinato

Nella figura seguente è mostrato come il controllore secondario riesca a inseguire bene il set-point di tensione prefissato, anche nei nodi in cui non è presente la generazione (primo e terzo grafico di Figura 6.42). Verso le ore 10 si evidenzia l'intervento del tap changer, poiché l'errore di tensione in un nodo critico della rete (per l'esattezza il nodo 26 ai margini del feeder2) supera il 6.5%.

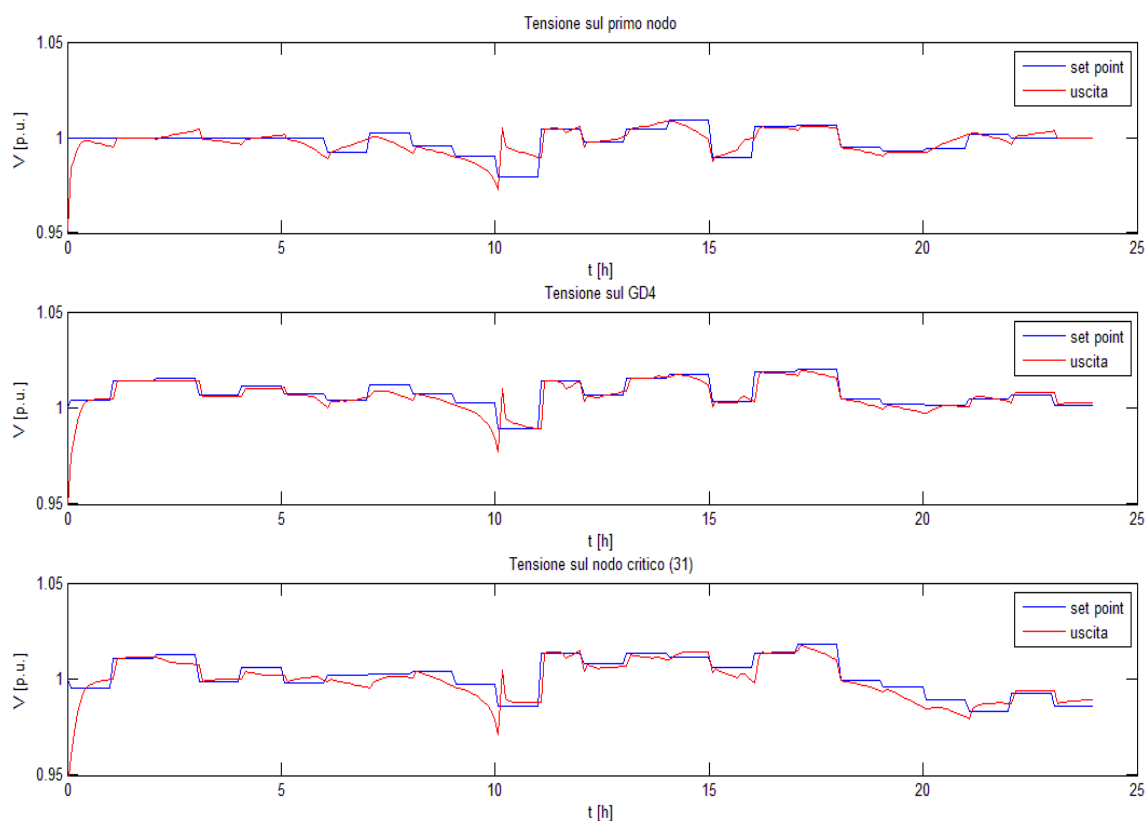


Figura 6.42 - Inseguimento del set point di tensione, con controllo coordinato $C_1=1$ $C_2=0$ e situazione di vento casuale

Peso sul solo errore di tensione ($C_1=0$ $C_2=1$)

	Vento random	Vento critico
e_m	0.858%	0.9854%
Scambio Q_{AT}	60.67%	53.73%

Tabella 6.10 - Risultati controllo coordinato e pesi $C_1=0$ $C_2=1$

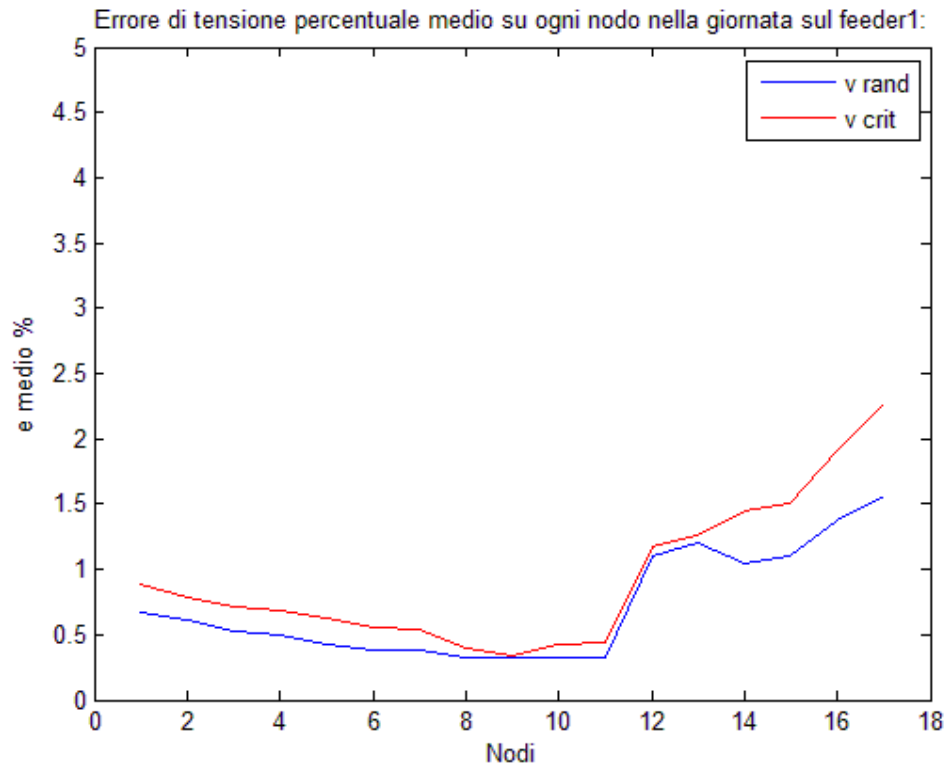


Figura 6.43 - Errore medio di tensione in ogni nodo per il feeder 1 controllo coordinato e pesi $C_1=0$ $C_2=1$

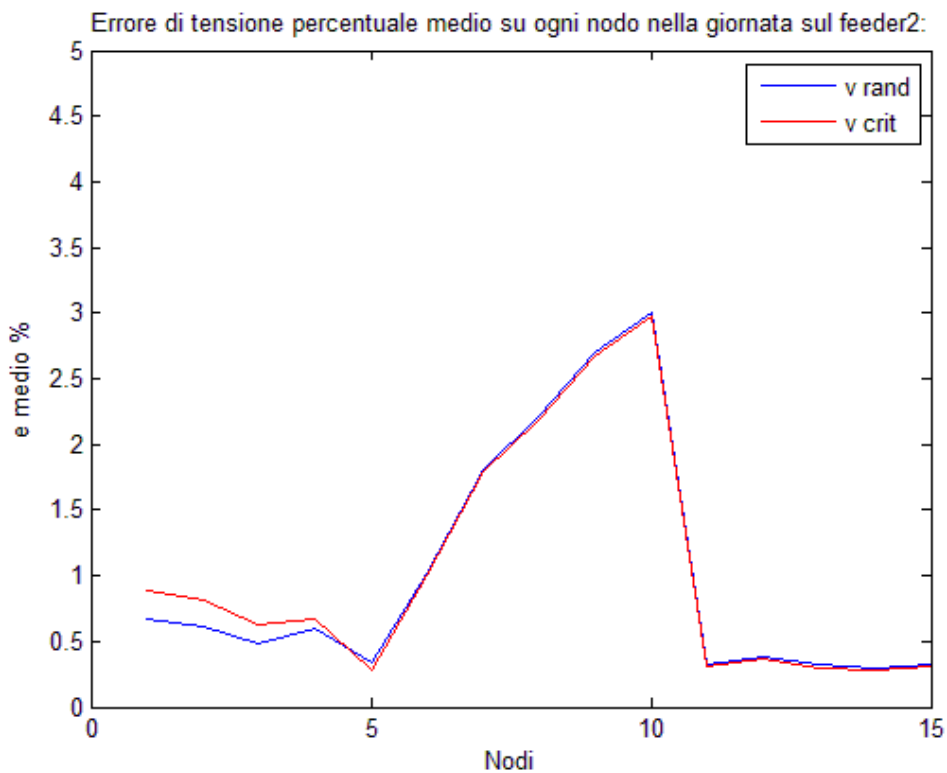


Figura 6.44 - Errore medio di tensione in ogni nodo per il feeder 2 controllo coordinato e pesi $C_1=0$ $C_2=1$

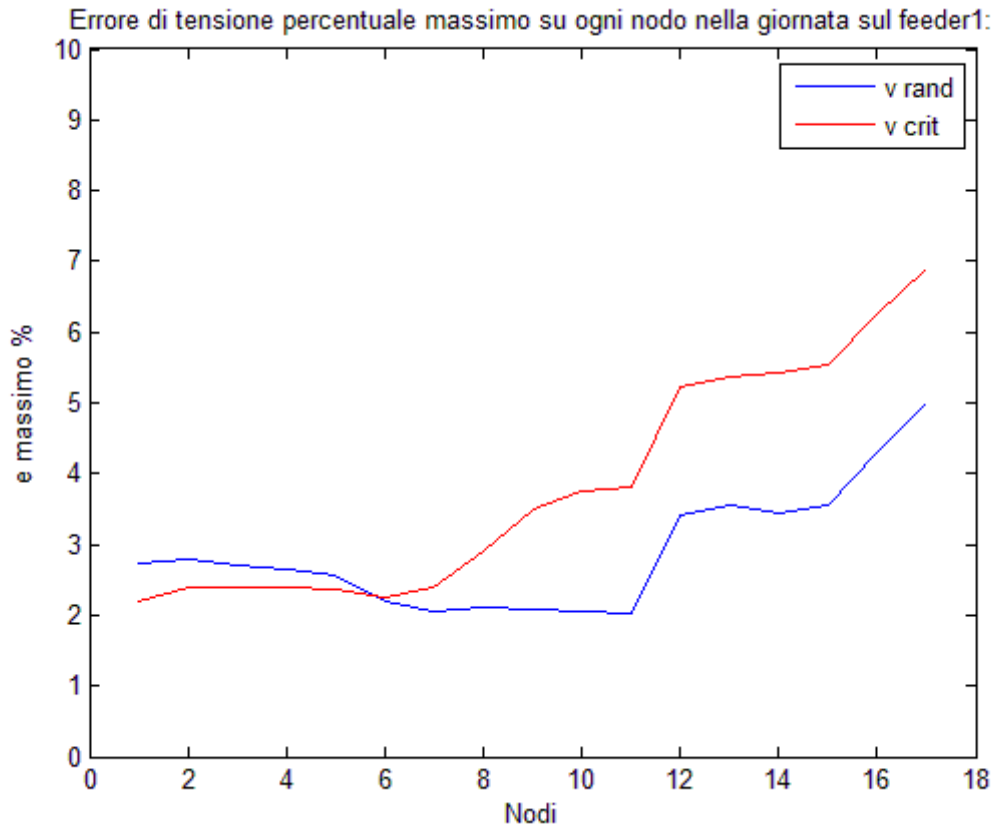


Figura 6.45 - Errore massimo di tensione in ogni nodo per il feeder 1 controllo coordinato e pesi $C_1=0$ $C_2=1$

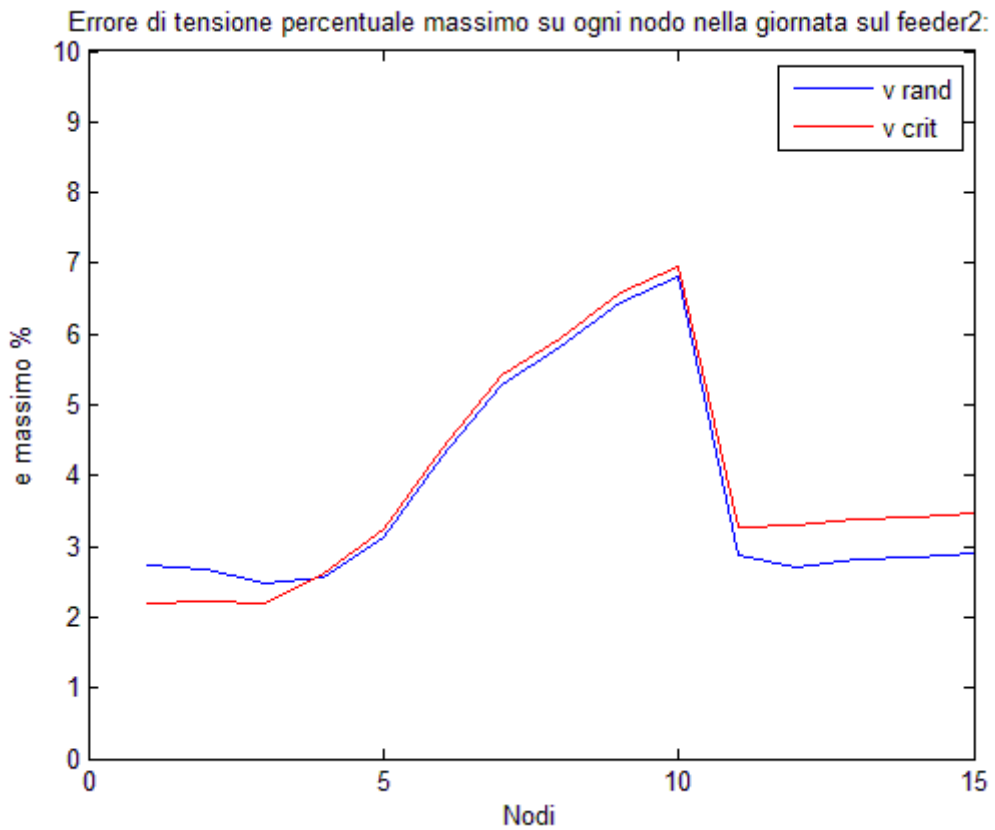


Figura 6.46 - Errore massimo di tensione in ogni nodo per il feeder 2 controllo coordinato e pesi $C_1=0$ $C_2=1$

Per completezza, anche in questo caso, sono riportati i risultati numerici delle simulazioni pesando nella funzione di costo sia l'errore di tensione, sia lo scambio di potenza reattiva con la rete AT. È evidente, come nel controllo con solo ottimizzatore, come per avere una situazione intermedia tra i due obiettivi si debba pesare di più l'azione sull'errore di tensione; questo è dovuto al fatto che pur essendo normalizzati gli indici da minimizzazione (5.72), lo scambio di potenza reattiva è in valore assoluto maggiore.

Pesi	Vento random			Vento critico		
	C1=1 C2=1	C1=1 C2=2	C1=1 C2=3	C1=1 C2=1	C1=1 C2=2	C1=1 C2=3
e_m	1%	0.9857%	0.9377%	1.2759%	1.1355%	1.09%
Scambio Q_{AT}	27.15%	36.30%	40.03%	18.60%	22.40%	38.5%

Tabella 6.11 - Risultati controllo coordinato con pesi bilanciati

Si può concludere che il controllo coordinato, tra le tipologie di controllo analizzate, porta ai risultati migliori. Anche in questo caso, come nel caso del solo ottimizzazione, pesando esclusivamente lo scambio di potenza reattiva con la rete di alta tensione ($C1=1$ e $C2=0$) si raggiungono dei risultati molto soddisfacenti: lo scambio di potenza è inferiore al 25% rispetto alla potenza reattiva totale richiesta dalla rete e si riesce ad avere un netto miglioramento anche sull'errore medio di tensione, che rimane infatti inferiore al 1.4%.

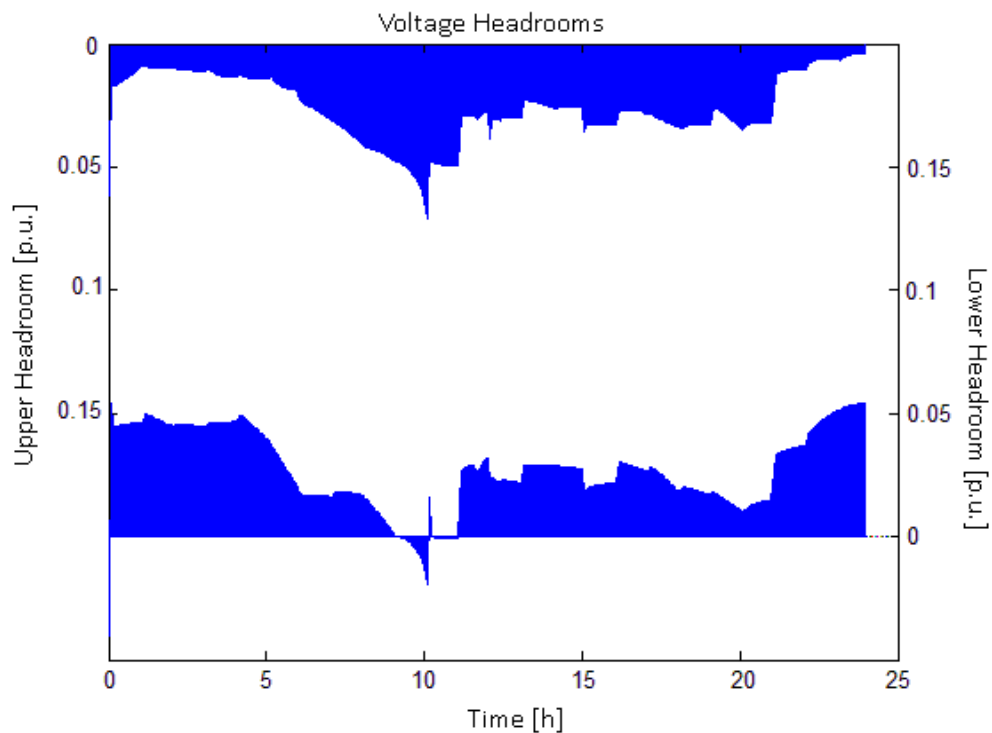


Figura 6.47 - Voltage headroom controllo coordinato

Guardando i risultati da un altro punto di vista si può prendere in considerazione il cosiddetto “voltage headroom”, cioè quel segmento che va dal limite massimo (upper), o minimo (lower), imposto sulla tensione, al valore massimo o minimo operativo della tensione stessa, in un determinato nodo. La Figura 6.64 mostra il risultato che si otterrebbe prendendo il minimo headroom per il limite massimo e minimo dell’intera rete presa in esame, considerando come limiti massimi e minimi scostamenti di tensione del 5% rispetto alla tensione nominale.

Si può facilmente legare il concetto di margine di tensione con la capacità addizionale di potenza, ossia quanta potenza si può introdurre in prima approssimazione in un nodo della rete, senza sfiorare i limiti di tensione imposti. Si possono sommare i limiti massimi (Upper voltage headroom) e minimi (Lower voltage headroom), trovando i limiti totali (Total available headroom) e a questo punto possono essere convertiti in potenza addizionale secondo la seguente formula [16]:

$$P = \frac{\Delta V}{K} \quad (6.16)$$

In cui si ha che:

$$K = \frac{R + X \cdot \tan(\cos^{-1}(pf))}{V} = \frac{R + X \cdot \tan(\varphi)}{V} \quad (6.17)$$

La (6.17) deriva dalla caduta di tensione industriale, deducibile dalla Figura 6.48 e dalla (6.18).

$$\Delta V = OP - OA = AB = AH + BH \quad (6.18)$$

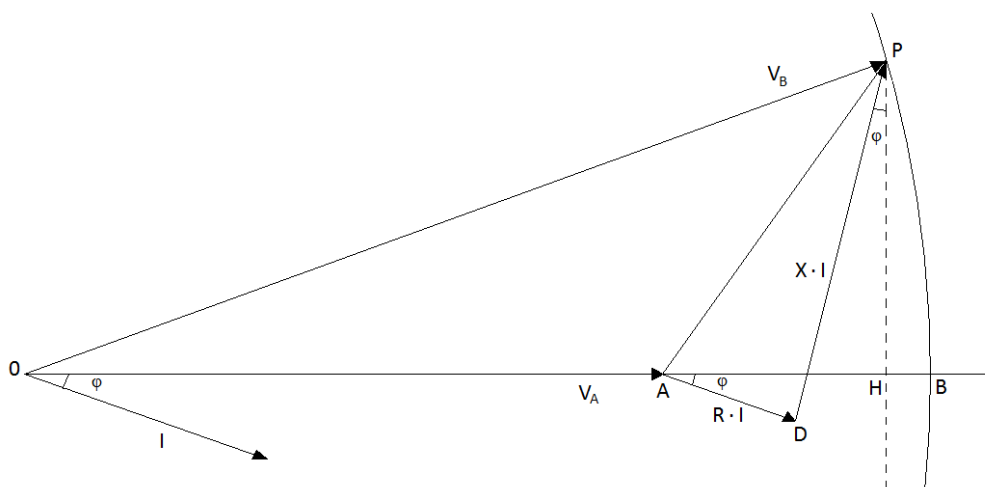


Figura 6.48 - Diagramma vettoriale per il calcolo della caduta di tensione industriale

Solitamente però $AH \gg BH$, quindi:

$$\begin{aligned}\Delta V &\approx AH = R \cdot I \cdot \cos \varphi + X \cdot I \cdot \sin \varphi \\ &= I \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi) \\ &= I \cdot \cos \varphi \cdot (R + X \cdot \tan \varphi)\end{aligned}\quad (6.19)$$

$$I \cdot \cos \varphi = \frac{\Delta V}{R + X \cdot \tan \varphi} \quad (6.20)$$

La potenza attiva sarà data da:

$$P = V \cdot I \cdot \cos \varphi = \frac{V \cdot \Delta V}{R + X \cdot \tan \varphi} \quad (6.21)$$

In cui:

- P è la potenza addizionale che si può immettere nel nodo preso in esame senza sforare i limiti di tensione;
- R è la resistenza equivalente dalla cabina primaria di trasformazione, al nodo in cui si inserisce il generatore;
- X è l'induttanza equivalente dalla cabina primaria di trasformazione, al nodo in cui si inserisce il generatore;
- pf è il fattore di potenza del generatore che si vuole inserire nella rete;
- V è la tensione nominale di rete.

Volendo inserire, ad esempio, un generatore nel nodo 26 della rete (nodo all'estremo del feeder 2), con un fattore di potenza pari a 0.9, secondo quanto detto in precedenza si ha una potenza iniettabile che va da 2.1 a 1.4MW circa durante la giornata, senza eccedere i limiti del +/- 5% (Figura 6.49).

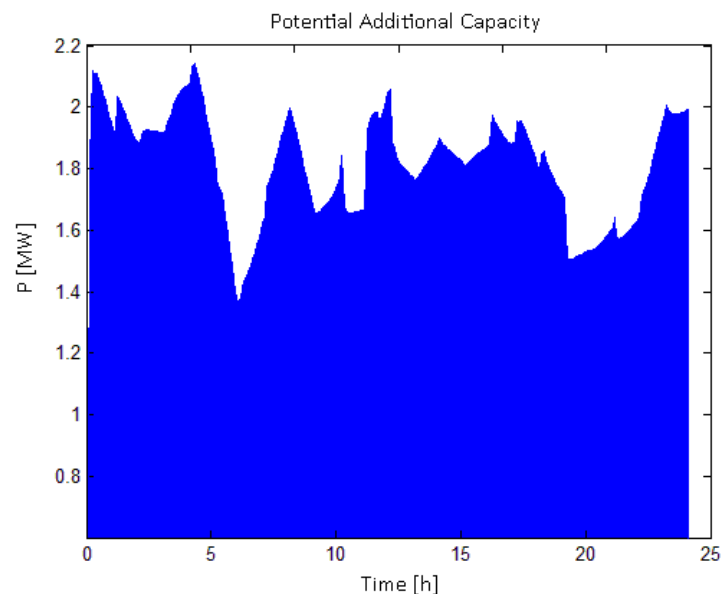


Figura 6.49 - Potenza iniettabile nel nodo 26 della rete con controllo coordinato

Analizzando invece il caso di rete controllata agendo esclusivamente sul tap changer, si nota come il voltage headroom sfiori ripetutamente i limiti imposti sia per quanto riguarda l'upper voltage headroom, sia per quanto riguarda il lower voltage headroom:

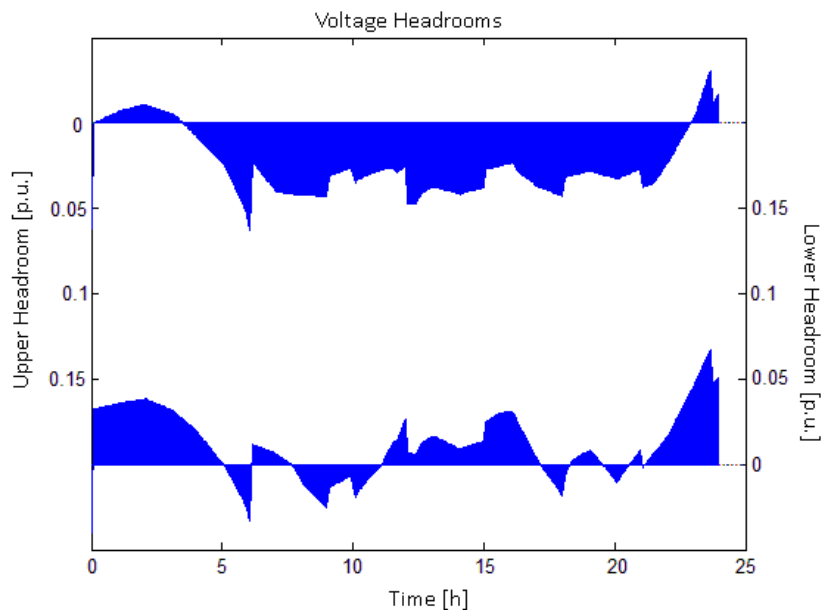


Figura 6.50 - Voltage headroom controllo con Tap changer

Questa è un'ulteriore prova della superiorità del controllo coordinato rispetto al controllo con azione sul tap changer. Considerando anche in questo caso la potenza iniettabile in rete, pensando di aggiungere un generatore con fattore di potenza di 0.9 nel nodo ventisei, durante la giornata si ha un valore di picco abbastanza elevato (1.8MW), ma in alcune ore della giornata la potenza iniettabile scende sotto a 600kW.

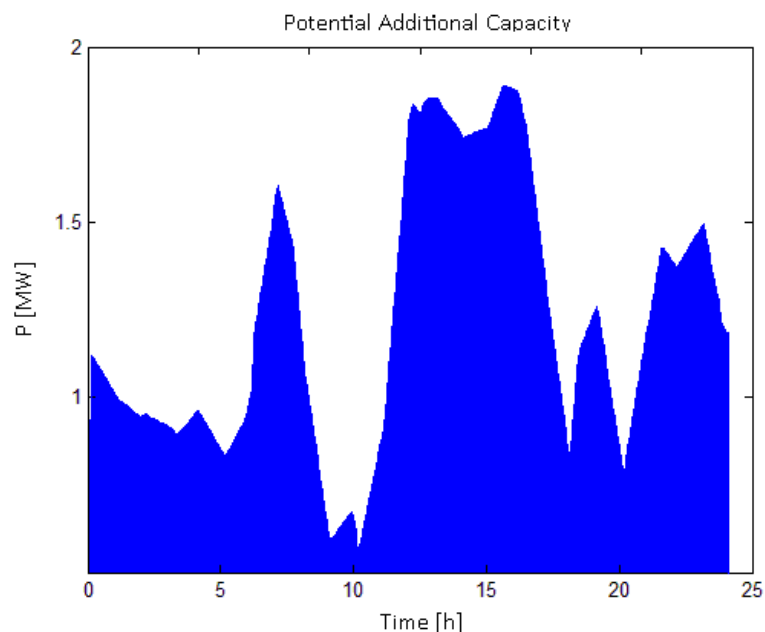


Figura 6.51 - Potenza iniettabile nel nodo 26 della rete con controllo sul tap changer

Per effettuare un ulteriore confronto tra i due controlli (coordinato e sola azione del tap changer) sono state eseguite delle prove sulla rete in esame in condizioni di lavoro fortemente diverse rispetto alle condizioni di normale funzionamento. Per quanto riguarda il controllo coordinato nell'ottimizzatore, viene pesato solamente lo scambio di potenza reattiva con la rete AT ($C_1=1$ e $C_2=0$).

I. Carichi al 20% della P_{NOM} e generatori al 20% della P_{NOM} (LL LG)

In questo caso il sistema in esame è una rete molto scarica dal punto di vista dei carichi, ed i cinque generatori producono una piccola quantità di potenza. Per il modello del vento si è scelto l'andamento casuale, perché più realistico. Sono di seguito presentati i risultati in termini di errore medio nella rete e potenza reattiva scambiata con la rete di alta tensione (normalizzata rispetto alla potenza reattiva totale richiesta dalla rete).

	Controllo TAP	Controllo coordinato
e_m	0.5596%	0.4206%
Scambio Q_{AT}	59.38%	23.94%

Tabella 6.12 - Risultati rete con bassa richiesta e bassa generazione

È facile notare come l'azione del controllo migliori l'errore medio nella rete e porti ad un notevole risparmio in termini di potenza reattiva scambiata con la rete di alta tensione.

II. Carichi al 100% della P_{NOM} e generatori al 20% della P_{NOM} (HL LG)

Questo sistema nel caso di solo controllo sul TAP si avvicina concettualmente alle reti puramente passive, in cui non è presente generazione distribuita, in quanto la generazione è ridotta al 20% rispetto a quella nominale. Utilizzando invece il controllo coordinato si ha a disposizione una grande azione di controllo sulla potenza reattiva e per tale motivo si riesce ad arrivare ad ottimi risultati:

	Controllo TAP	Controllo coordinato
e_m	2.6351%	1.2675%
Scambio Q_{AT}	92.86%	2.27%

Tabella 6.13 - Risultati rete con bassa richiesta e bassa generazione

L'effetto dell'azione di controllo si nota soprattutto ponendo l'attenzione sull'andamento dell'errore medio nei nodi della rete durante la giornata (Figura 6.52).

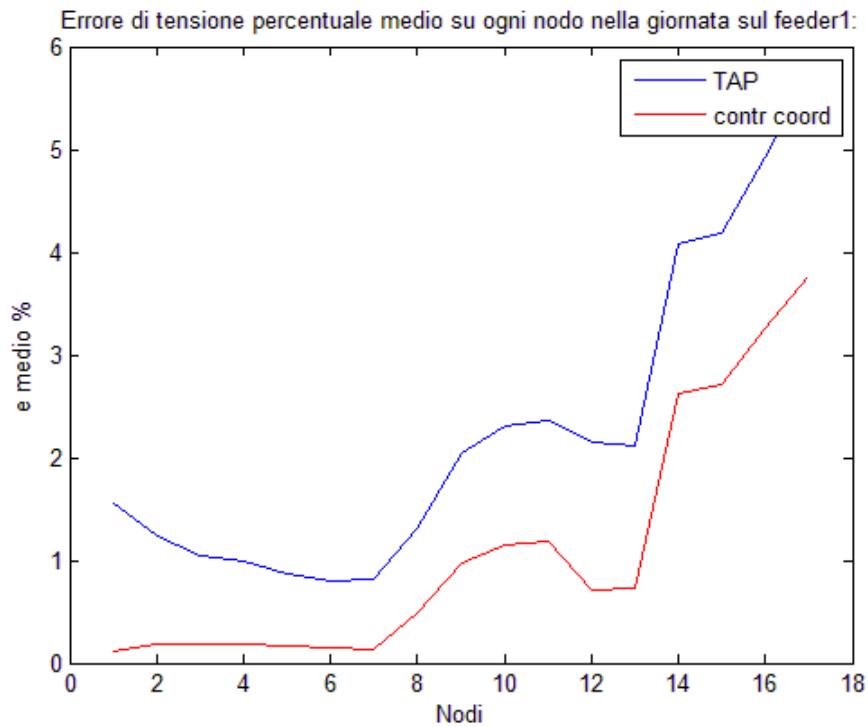


Figura 6.52 - Errore medio di tensione per il feeder 1 con bassa richiesta e bassa generazione con i due controlli

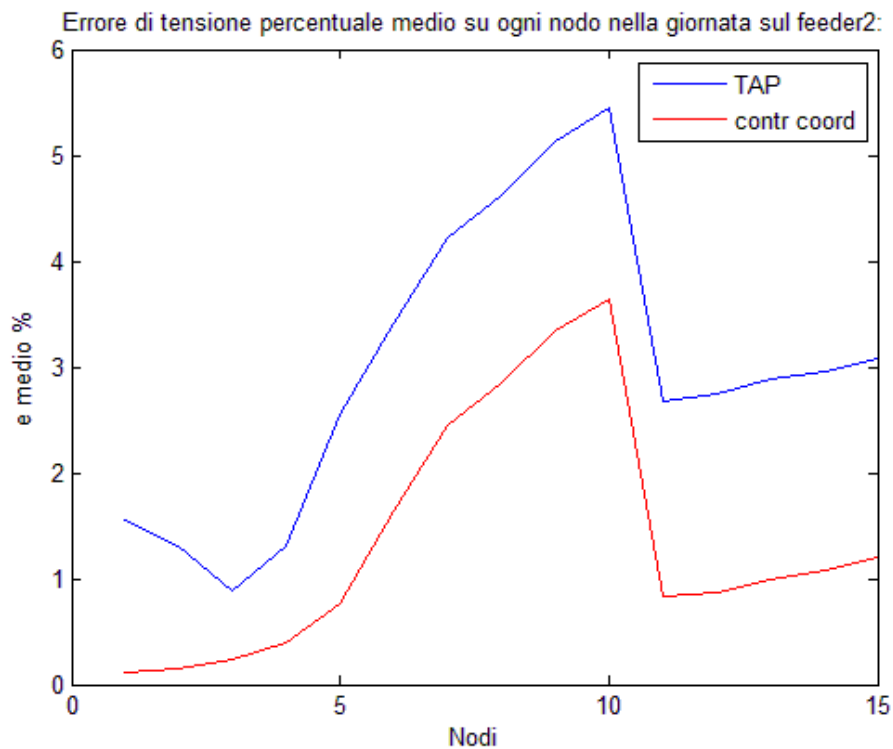


Figura 6.53 - Errore medio di tensione per il feeder 2 con bassa richiesta e bassa generazione con i due controlli

Questo miglioramento in termini di errore medio di tensione si ripercuote anche in termini di potenza addizionale iniettabile in rete. Considerando sempre l’inserimento di

un generatore con fattore di potenza fisso e pari a 0.9 nel nodo 26 della rete, nel caso di controllo con solo tap changer si ha una potenza iniettabile molto variabile durante la giornata, con valore minimo prossimo allo 0 (Figura 6.54).

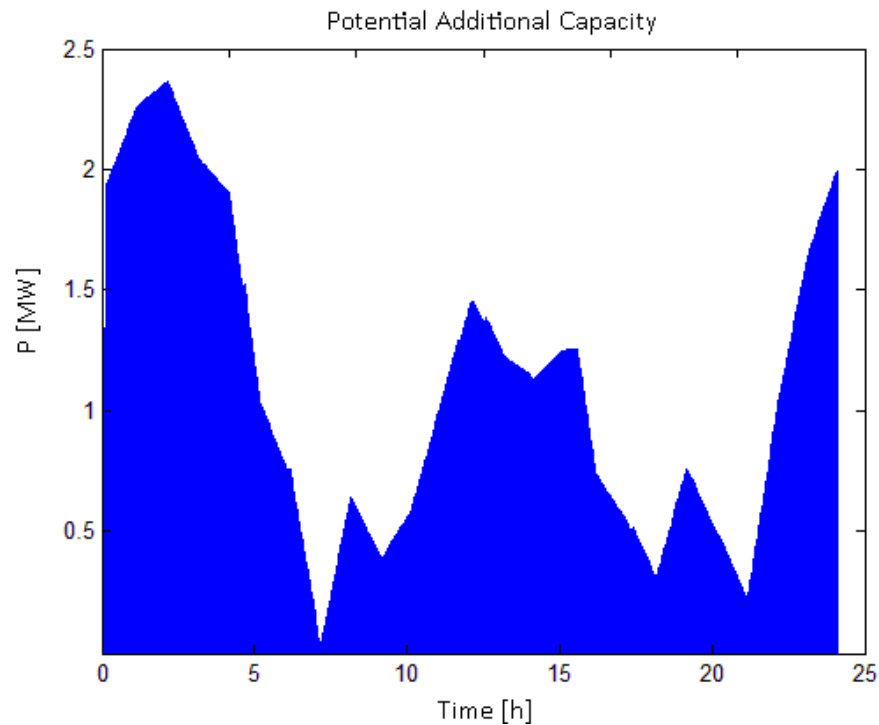


Figura 6.54 - Potenza iniettabile nella rete controllata con azione sul tap changer in situazione di alti carichi e bassa generazione

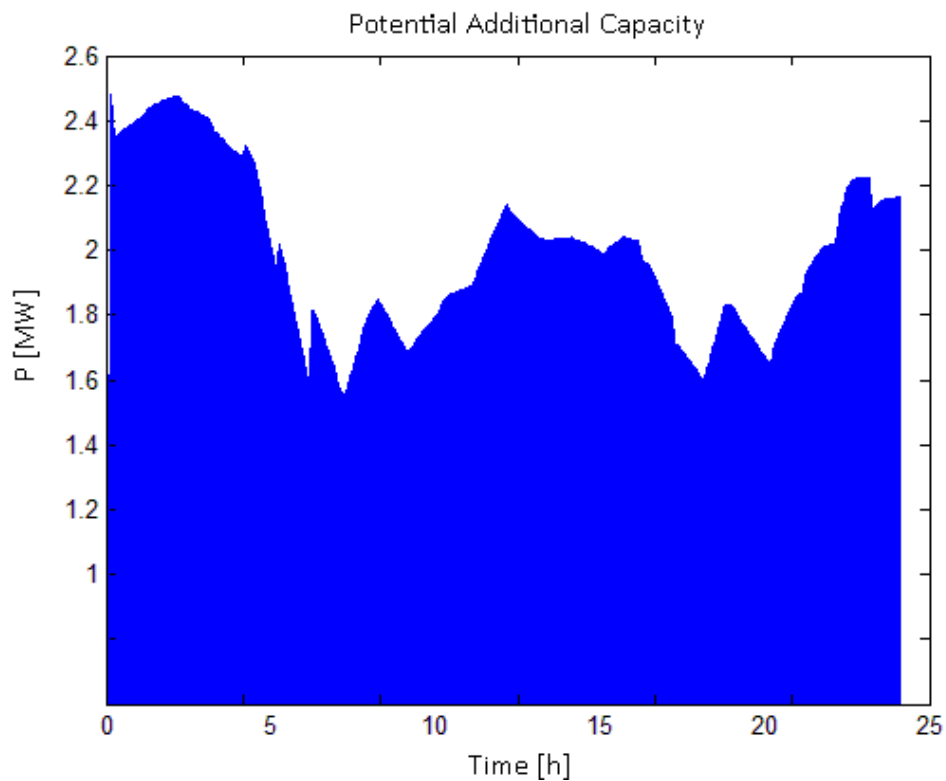


Figura 6.55 - Potenza iniettabile nella rete con controllo coordinato in situazione di alti carichi e bassa generazione

Dalla Figura 6.65 si nota invece come utilizzando il controllo coordinato invece, si riesce a garantire l'allaccio in rete di un generatore con potenza nominale di 1.5MW, senza che l'errore di tensione superi i limiti del 5% durante l'intera giornata.

III. Carichi al 20% della P_{NOM} e generatori al 100% della P_{NOM} (LL HG)

La situazione di bassi carichi e alta generazione è forse il caso più critico in cui si può trovare la rete. I risultati non sembrano evidenziare le potenzialità del controllo coordinato, infatti, l'errore medio migliora solo dello 0.1%, mentre la potenza scambiata con la rete di alta tensione è notevolmente maggiore:

	Controllo TAP	Controllo coordinato
ϵ_m	1.8898%	1.79%
Scambio Q_{AT}	4.64%	34.1%

Tabella 6.14 - Risultati rete con bassa richiesta e bassa generazione

L'alto scambio di potenza con la rete di AT è dovuto al fatto che la tensione all'interno della rete, data la grande generazione ed il poco carico tenderà ad aumentare e quindi il controllo coordinato non potrà far altro che far assorbire potenza reattiva ai generatori, per riportare tale tensione entro i limiti. Così facendo però aumenterà la potenza reattiva che la rete di alta tensione dovrà fornire al sistema per sopperire alla domanda di reattivo da parte del sistema. Ponendo l'attenzione sulle curve di headroom della tensione si nota come con il solo controllo del tap changer la tensione sfora i limiti del 5% superiormente (Figura 6.56), mentre con il controllo coordinato invece ciò non avviene (Figura 6.57).

Questo porta un miglioramento anche in termini capacità di potenza additiva iniettabile in rete: se con il solo controllo tramite tap changer la potenza iniettabile durante l'intera giornata è soggetta a grandi variazioni (si passa da un picco di 3MW, fino ad un minimo di poche centinaia di kW) (Figura 6.58), con il controllo coordinato si può garantire l'allaccio in rete di un generatore a produzione costante da 1.5MW senza sforare i limiti di tensione prefissati (Figura 6.59).

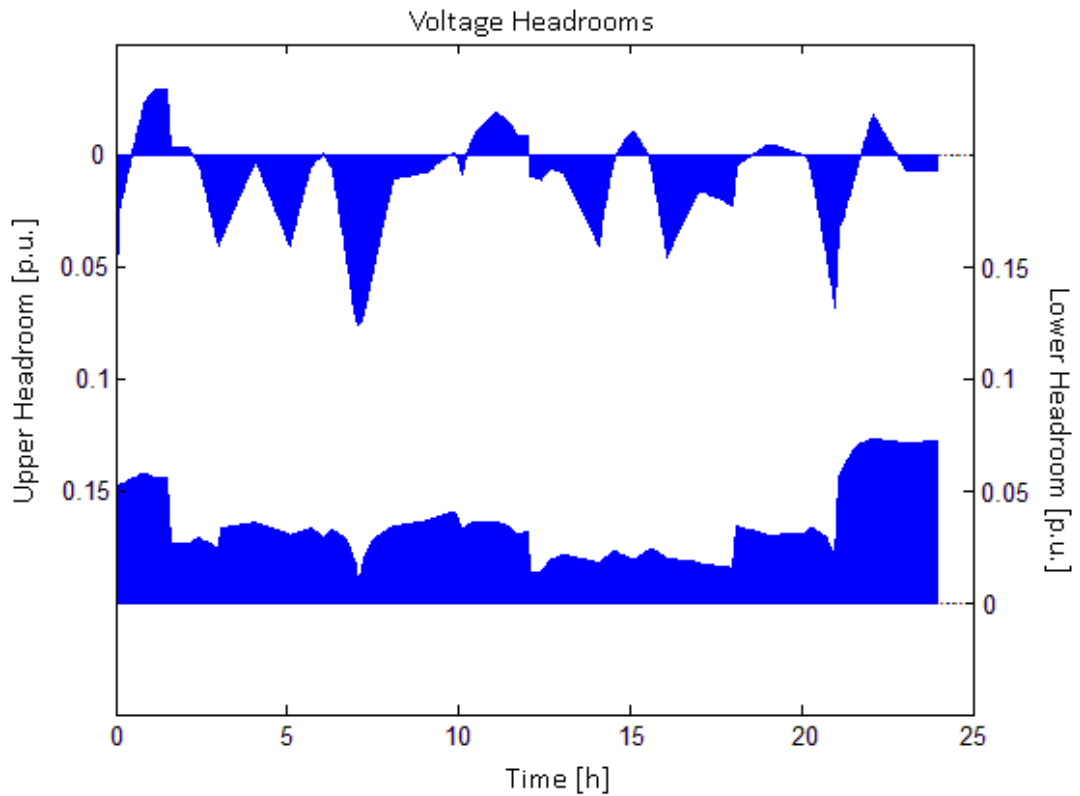


Figura 6.56 - Voltage headroom in situazione di bassi carichi e alta generazione con controllo sul tap changer

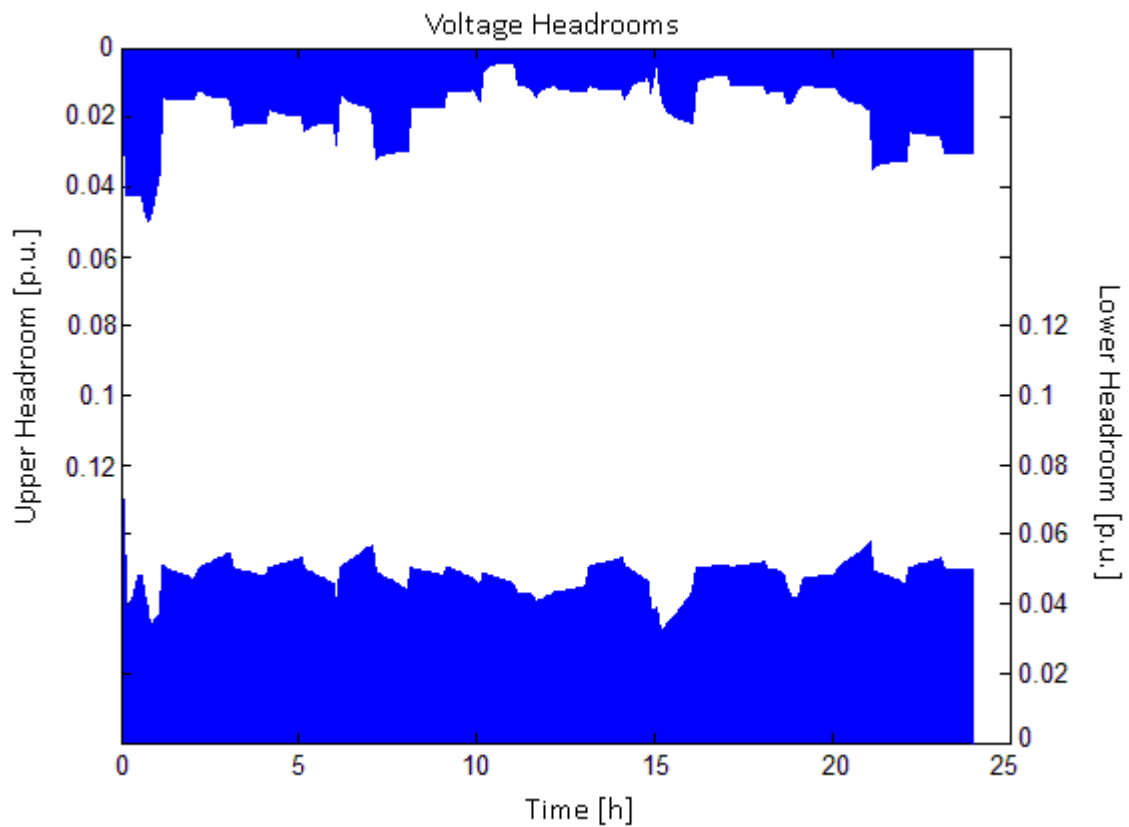


Figura 6.57 - Voltage headroom in situazione di bassi carichi e alta generazione con controllo coordinato

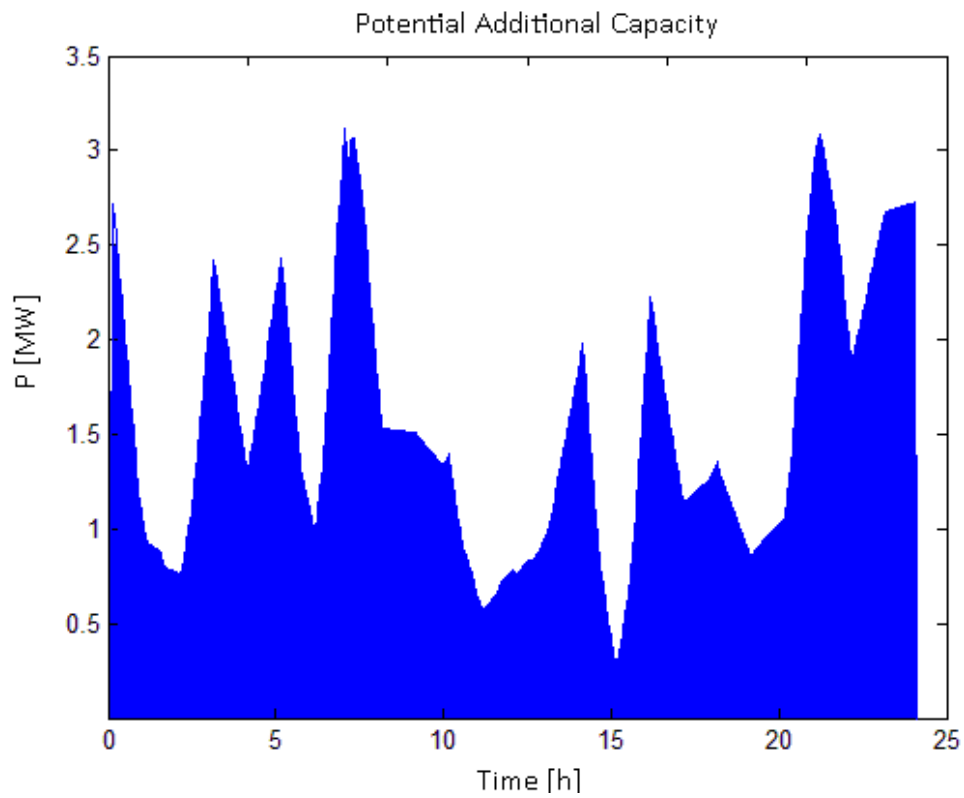


Figura 6.58 - Potenza iniettabile nella rete con controllo sul tap changer in situazione di bassi carichi e alta generazione

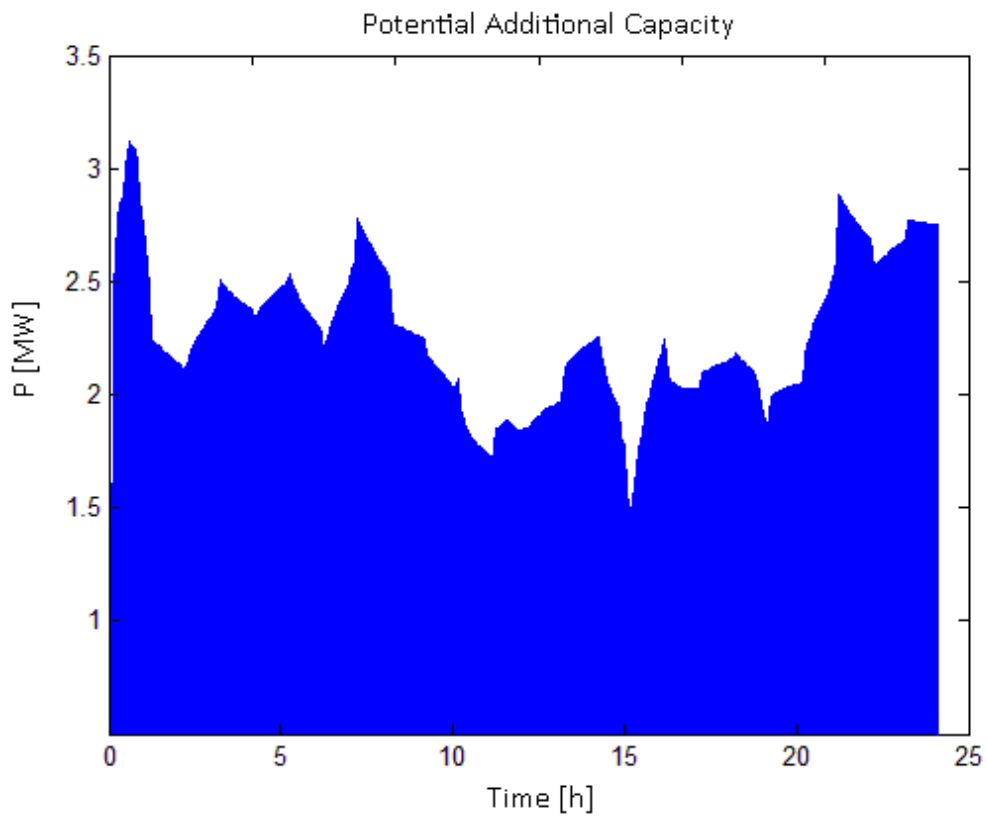


Figura 6.59 - Potenza iniettabile nella rete con controllo coordinato in situazione di bassi carichi e alta generazione

Si è pensato di sostituire alla matrice di sensitività, nell'azione secondaria del controllo coordinato, il controllo di tensione locale decentralizzato basato su regolatori di tipo PI (vedi Paragrafo 5.2.1) per effettuare un confronto tra le due architetture. L'adozione di tale azione di controllo permette di diminuire le comunicazioni tra il controllore primario (centralizzato) ed il regolatore presente sul GD. Infatti se utilizzando la sensitività (controllo centralizzato) era necessario calcolare e comunicare ogni cinque minuti il set point di reattivo da fornire ai generatori, utilizzando un controllore decentralizzato basta fornire ogni ora il set-point di tensione, proveniente dall'azione primaria, al controllore locale presente sul generatore. Il guadagno del regolatore decentralizzato è stato preso pari a:

$$K_i(k) = \frac{\Delta Q_{MAX_i}(P_i(k))}{\Delta V_{MAX}} \quad (6.22)$$

Analizzando i risultati si nota come l'utilizzo di un controllore decentralizzato porti a risultati simili ma peggiori rispetto al controllo basato sulla matrice di sensitività. Questo è dovuto al fatto che il set point tra i due sistemi di controllo è il medesimo, ma l'azione di controllo secondaria è diversa: in un caso è centralizzata e nell'altro caso è decentralizzata.

Verranno ora presentati i risultati delle simulazioni ottenuti controllando la rete con un controllo secondario di tipo decentralizzato. I risultati sono presentati al variare dei costi della funzione di ottimizzazione del controllore primario (si ricorda che C_1 pesa lo scambio di reattivo con la rete di alta tensione, mentre C_2 è il costo che pesa l'errore di tensione).

Peso sul solo scambio di potenza reattiva ($C_1=1$ $C_2=0$)

	Vento random	Vento critico
e_m	1.0978%	1.3974%
Scambio Q_{AT}	27.82%	19.73%

Tabella 6.15 - Risultati con controllo coordinato e azione secondaria decentralizzata, pesi $C_1=1$ $C_2=0$

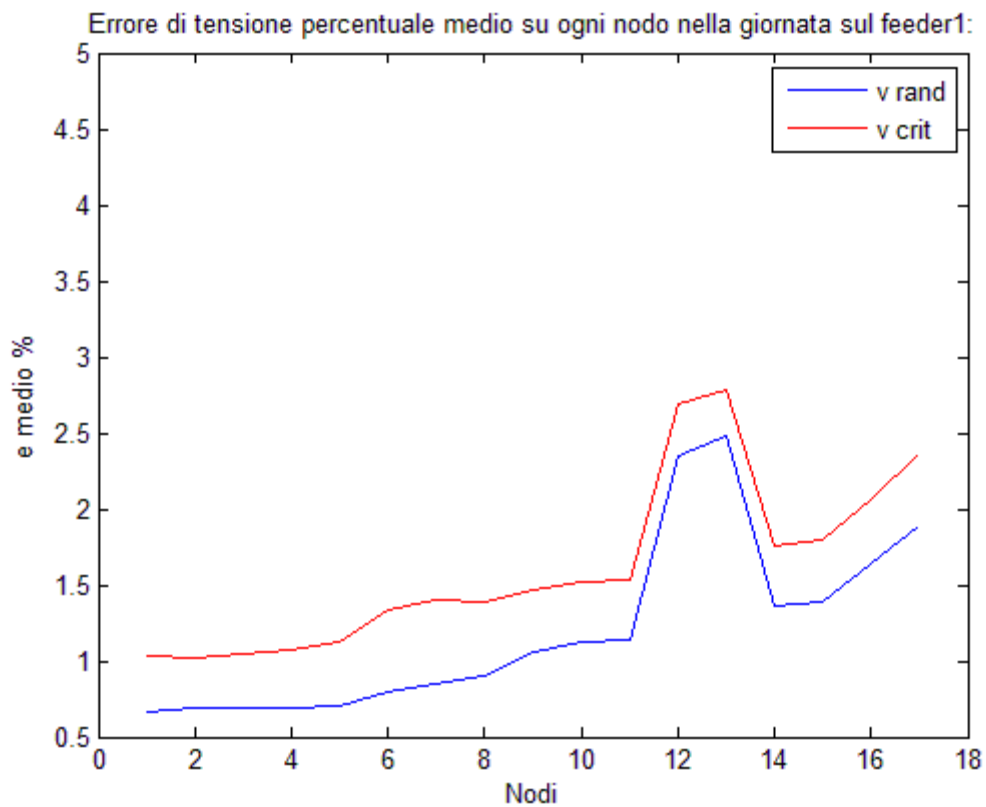


Figura 6.60 – Errore di tensione medio percentuale in ogni nodo per il feeder 1, controllo coordinato con azione secondaria decentralizzata e pesi $C_1=1$ $C_2=0$

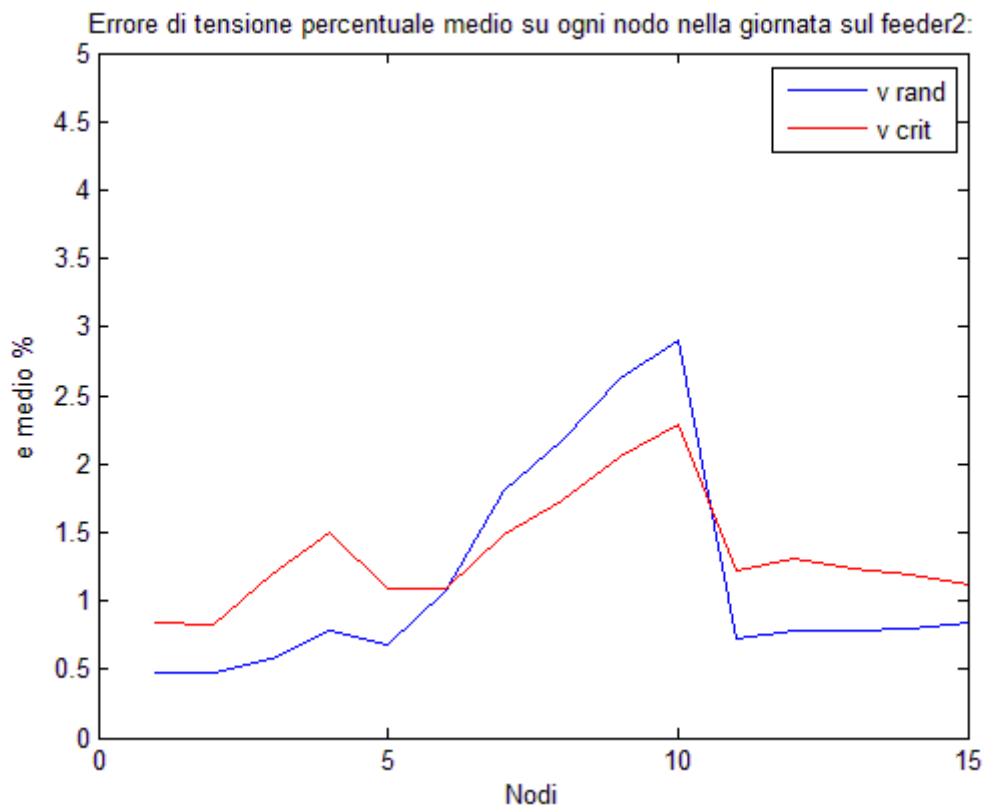


Figura 6.61 - Errore di tensione medio percentuale in ogni nodo per il feeder 2, controllo coordinato con azione secondaria decentralizzata e pesi $C_1=1$ $C_2=0$

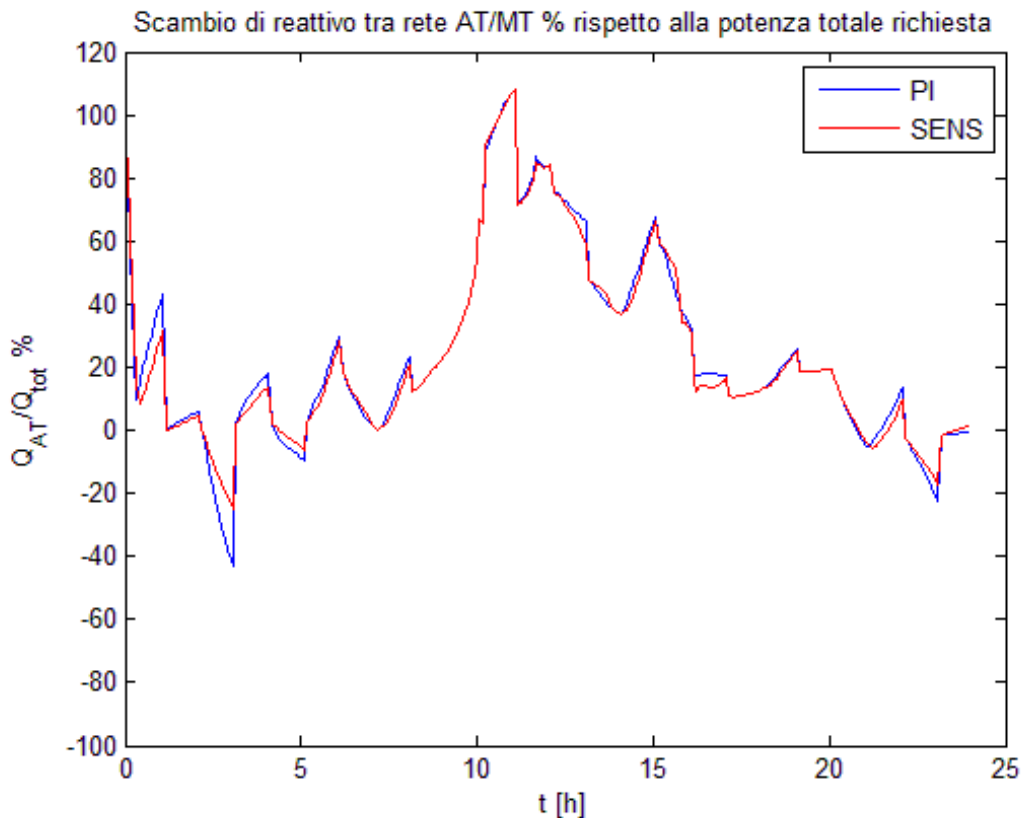


Figura 6.62 - Potenza reattiva scambiata con la rete AT in percentuale rispetto alla potenza reattiva totale richiesta dalla rete nelle due differenti architetture di controllo

In Figura 6.62 è stato presentato anche lo scambio di potenza reattiva con la rete di AT durante l'arco della giornata, in modo da poter osservare quanto venga raggiunto l'obiettivo dell'ottimizzazione e la poca differenza tra le due architetture di controllo.

Peso sul solo errore di tensione ($C_1=0$ $C_2=1$)

	Vento random	Vento critico
e_m	0.9481%	1.1417%
Scambio Q_{AT}	61.49%	72.02%

Figura 6.63 - Risultati con controllo coordinato e azione secondaria decentralizzata, pesi $C_1=0$ $C_2=1$

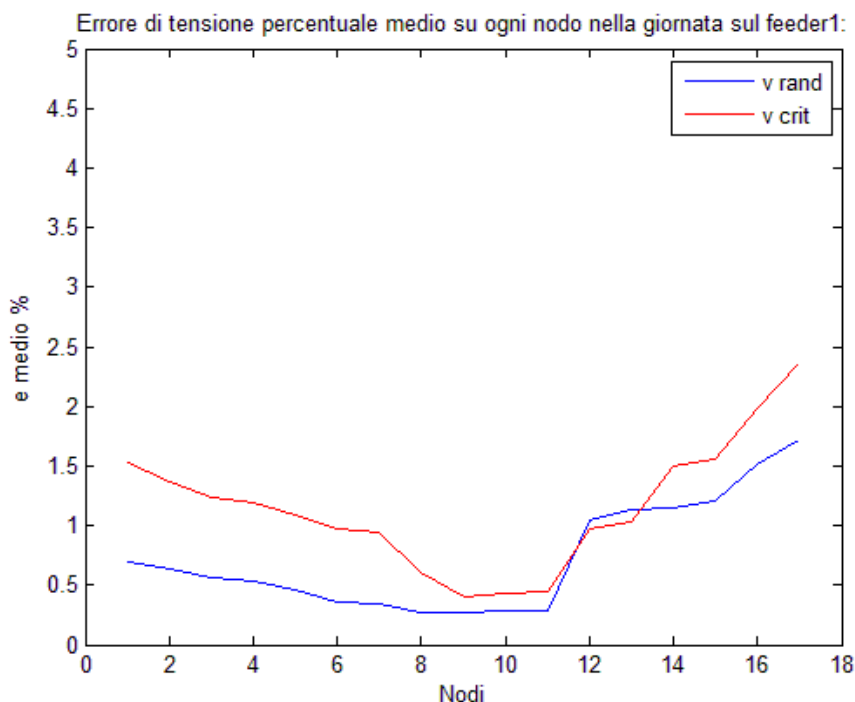


Figura 6.64 - Errore di tensione medio percentuale in ogni nodo per il feeder 1, controllo coordinato con azione secondaria decentralizzata e pesi $C_1=0$ $C_2=1$

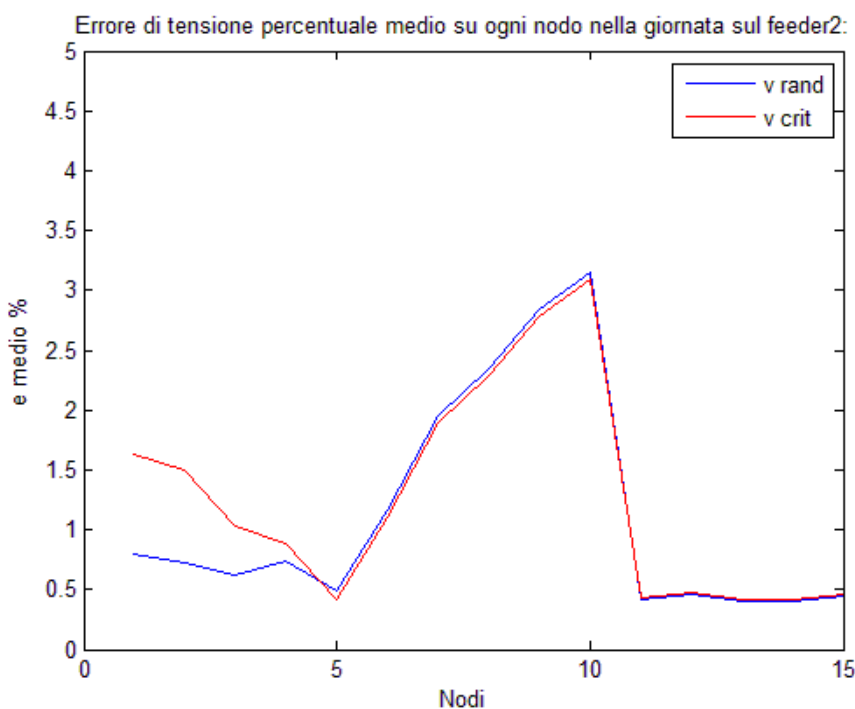


Figura 6.65 - Errore di tensione medio percentuale in ogni nodo per il feeder 2, controllo coordinato con azione secondaria decentralizzata e pesi $C_1=0$ $C_2=1$

Nelle condizioni nominali è difficile confrontare l'approccio che utilizza la matrice di sensitività con il controllo secondario decentralizzato. Questo è dovuto al fatto che per soddisfare la funzione obiettivo i generatori si trovano spesso a lavorare in saturazione e quindi è molto difficile effettuare confronti tra le due architetture proposte. Ponendo

l'attenzione sui generatori presenti nel feeder 2 (GD4 – generatore turbogas e GD5 – generatore eolico) si nota come la potenza reattiva prodotta sia spesso coincidente con i limiti dettati dalle capability dei generatori (linee rosse) in entrambi gli approcci utilizzati, non sono quindi apprezzabili le differenze tra le due azioni di controllo:

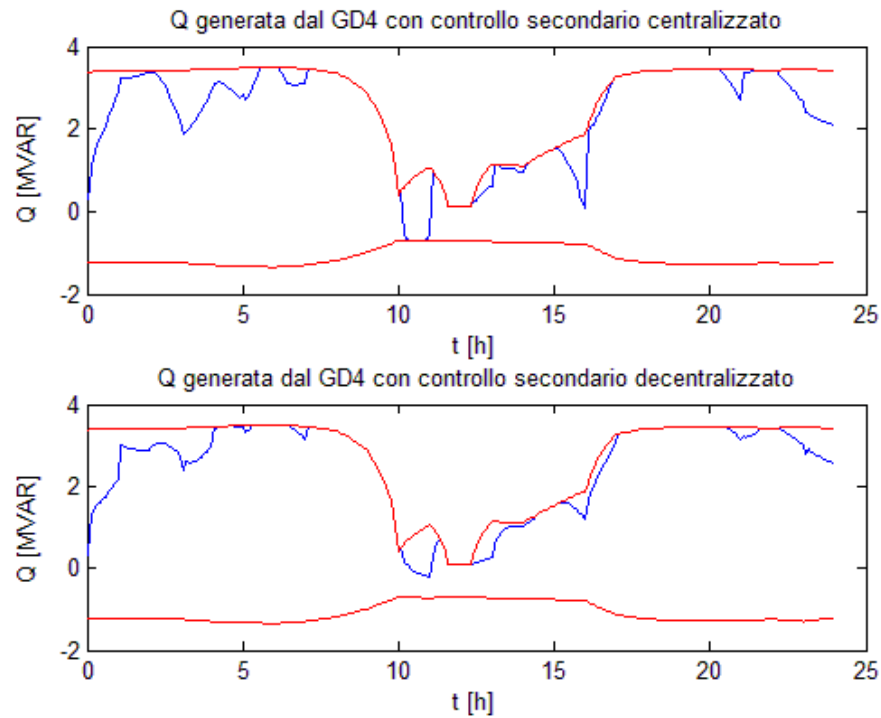


Figura 6.66 - Potenza reattiva generata dal GD4 utilizzando la matrice di sensitività e il controllo secondario decentralizzato

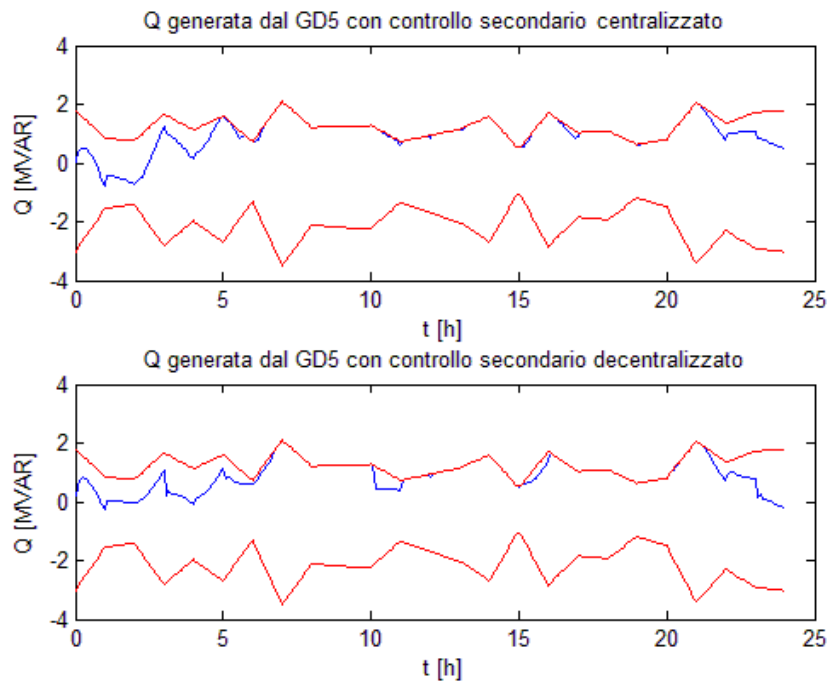


Figura 6.67 - Potenza reattiva generata dal GD4 utilizzando la matrice di sensitività e il controllo secondario decentralizzato

Per apprezzare meglio le differenze tra i due controlli secondari analizzati sono state eseguite delle prove in condizioni di esercizio diverse rispetto a quelle nominali: è stata effettuata una prova con carichi e generatori a potenza dimezzata rispetto a quella nominale, ed una prova con potenze di carichi e generatori pari al 20% rispetto a quelle nominali. Così facendo le richieste della funzione obiettivo sono attuabili evitando di far lavorare i generatori in saturazione, rendendo quindi facile esaminare le differenze tra le diverse azioni di controllo. Per queste analisi si è scelta la situazione di vento casuale e nella funzione di costo viene pesato solo lo scambio di reattivo con la rete AT.

- Analisi con P_{LOAD} , Q_{LOAD} e P_{GEN} al 50% rispetto alle condizioni nominali:

Si è scelto come parametro di analisi la potenza reattiva richiesta ai GD, ponendo l'attenzione sui generatori GD4 e GD5 situati nel secondo feeder (per una più facile leggibilità dei grafici essendo presenti nel feeder solo due generatori). Nel caso di controllo secondario decentralizzato effettuato tramite regolatori di tipo PI, si nota come le due potenze reattive prodotte dai due generatori abbiano uno strano andamento, quasi come se l'azione di un generatore fosse compensata da un'azione opposta dell'altro:

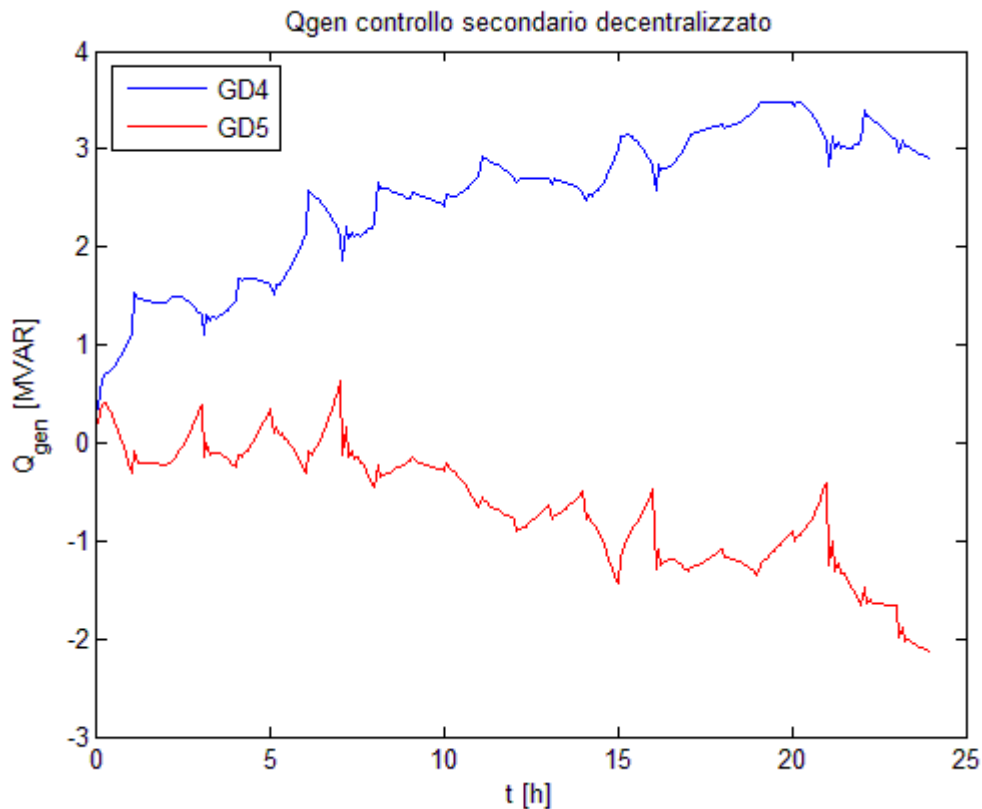


Figura 6.68 - Potenze reattive prodotte da GD4 e GD5 con controllo secondario decentralizzato e carichi e generatori al 50% delle condizioni nominali

Nel caso di azione secondaria centralizzata, calcolata attraverso la matrice di sensitività, non si presenta questo strano comportamento, con i due GD che tendono a fare un'azione di controllo molto simile, più equilibrata.

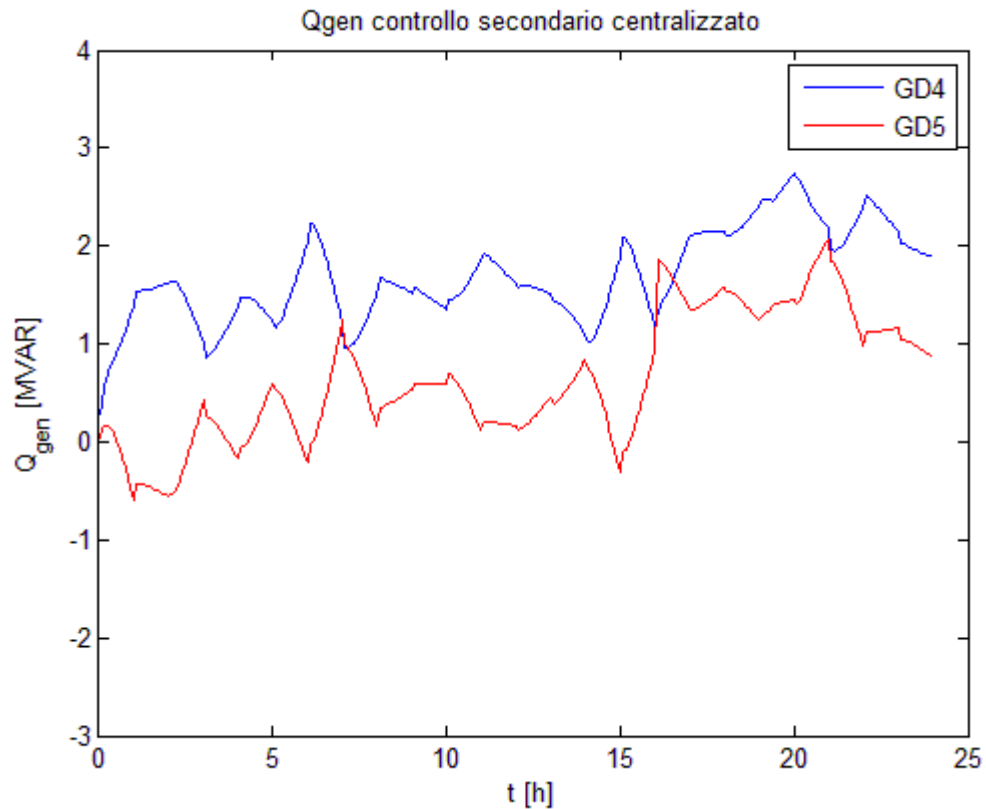


Figura 6.69 - Potenze reattive prodotte da GD4 e GD5 con controllo secondario che utilizza la matrice di sensitività e carichi e generatori al 50% delle condizioni nominali

Questo andamento, oltre a stressare meno i generatori stessi, potrebbe portare ad un miglioramento in termini di potenza persa, in quanto nella rete circola meno potenza reattiva e quindi il modulo della corrente è minore in questo caso rispetto all'utilizzo di controllori PI. Si potrebbe avere anche un risparmio in termini economici per il gestore della rete di distribuzione, infatti, se in futuro il gestore dovesse decidere di monetizzare ai proprietari di impianti di generazione l'apporto di potenza reattiva (generata o assorbita), utile ai fini del controllo di tensione, un controllo basato sulla matrice di sensitività sarebbe meno dispendioso in quanto, ragionando in valore assoluto, ci sarebbe una minore produzione/assorbimento di potenza.

Questa differenza di comportamenti è dovuta principalmente alla natura delle architetture di controllo: con il controllo decentralizzato ogni generatore insegue il set point di tensione sul proprio nodo e quindi la sua azione non è vincolata al

comportamento degli altri generatori presenti nella rete, come invece avviene nel caso dell'azione centralizzata.

Bisogna notare però come la diversa azione di controllo attuata nelle due architetture proposte, porti comunque a risultati simili in termini di potenza reattiva scambiata con la rete di AT (obiettivo posto dall'ottimizzatore nel controllore primario). Tutto ciò risulta molto evidente dalla Figura 6.70:

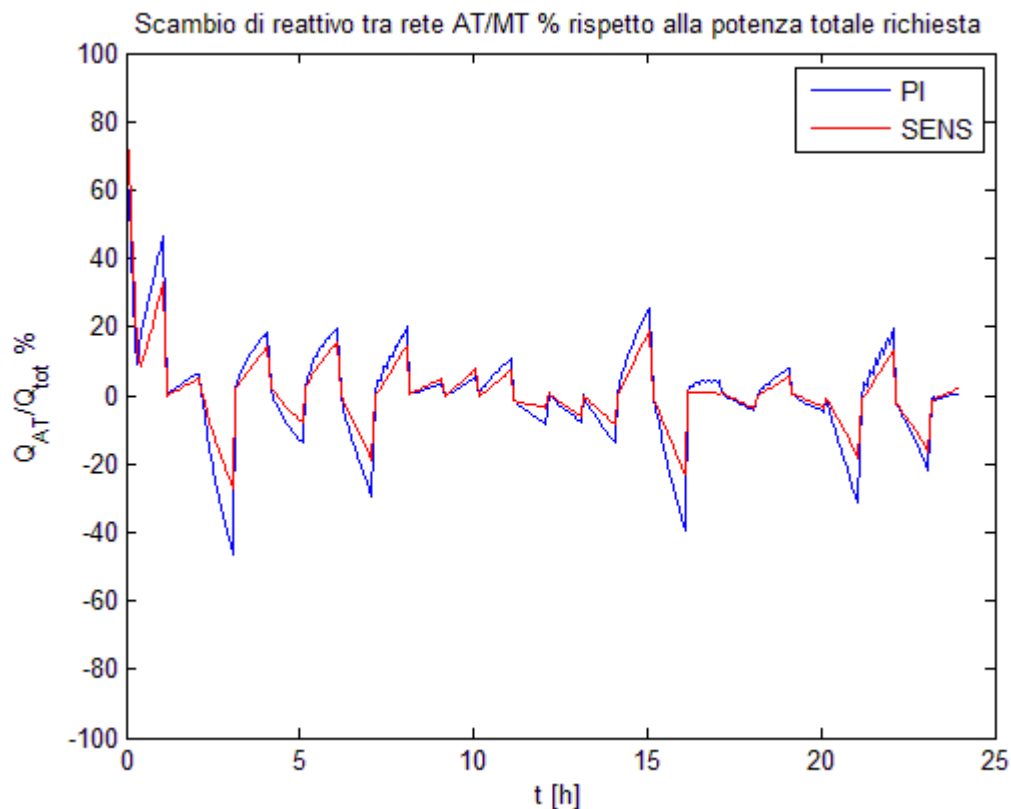


Figura 6.70 - Potenza reattiva scambiata con la rete AT rispetto alla potenza reattiva totale richiesta dalla rete nelle due differenti architetture di controllo con carichi e generatori al 50% delle condizioni nominali

- Analisi con P_{LOAD} , Q_{LOAD} e P_{GEN} al 20% rispetto alle condizioni nominali:

Ponendo sempre l'attenzione sulla potenza reattiva prodotta dai generatori GD4 e GD5 del secondo feeder, si nota come l'effetto di compensazione evidenziato in precedenza, che caratterizza l'utilizzo di un controllo secondario decentralizzato persista ed anzi sia ancor più marcata (Figura 6.71). Attraverso l'utilizzo di un'azione di controllo secondaria centralizzata le due azioni sono maggiormente bilanciate (Figura 6.72); anche in questo caso, però i risultati in termini di potenza reattiva scambiata con la rete di AT sono molto simili (Figura 6.73).

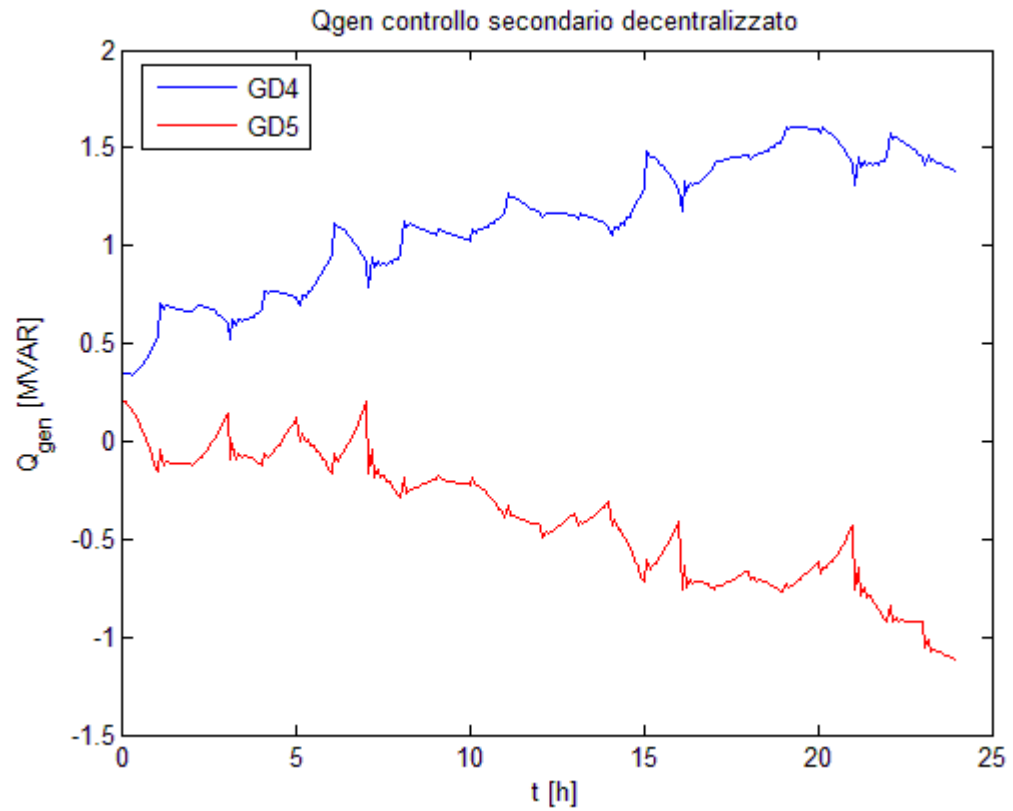


Figura 6.71 - Potenze reattive prodotte da GD4 e GD5 con controllo secondario decentralizzato e carichi e generatori al 20% delle condizioni nominali

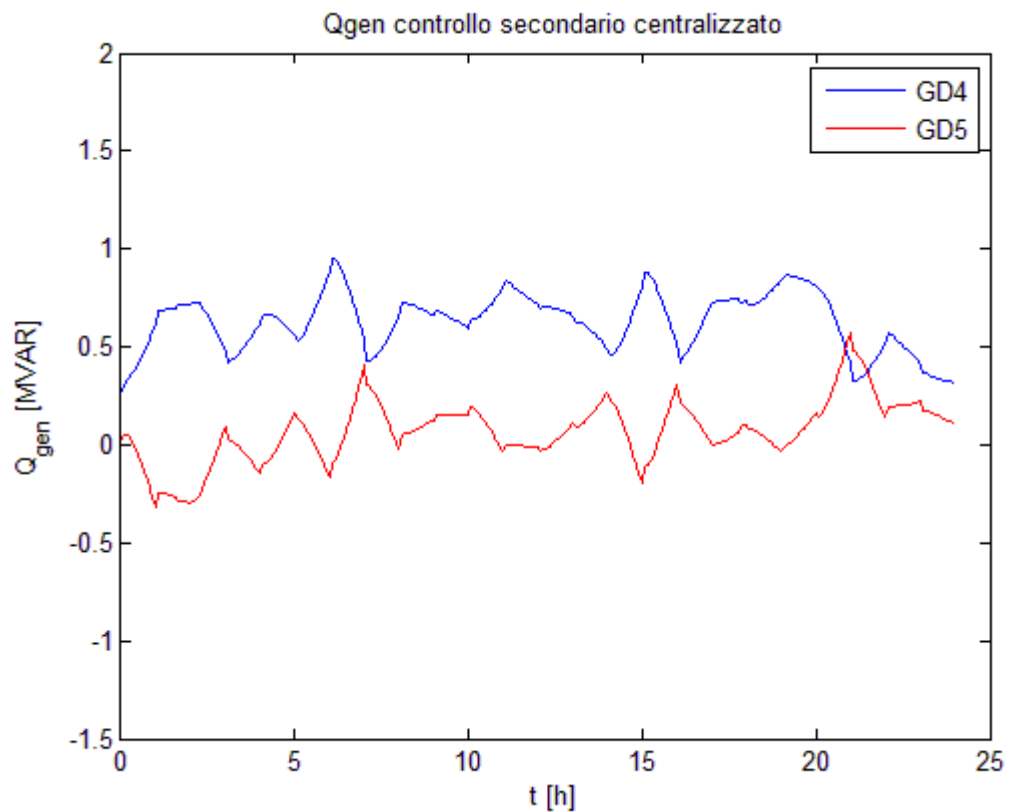


Figura 6.72 - Potenze reattive prodotte da GD4 e GD5 con controllo secondario che utilizza la matrice di sensitività e carichi e generatori al 20% delle condizioni nominali

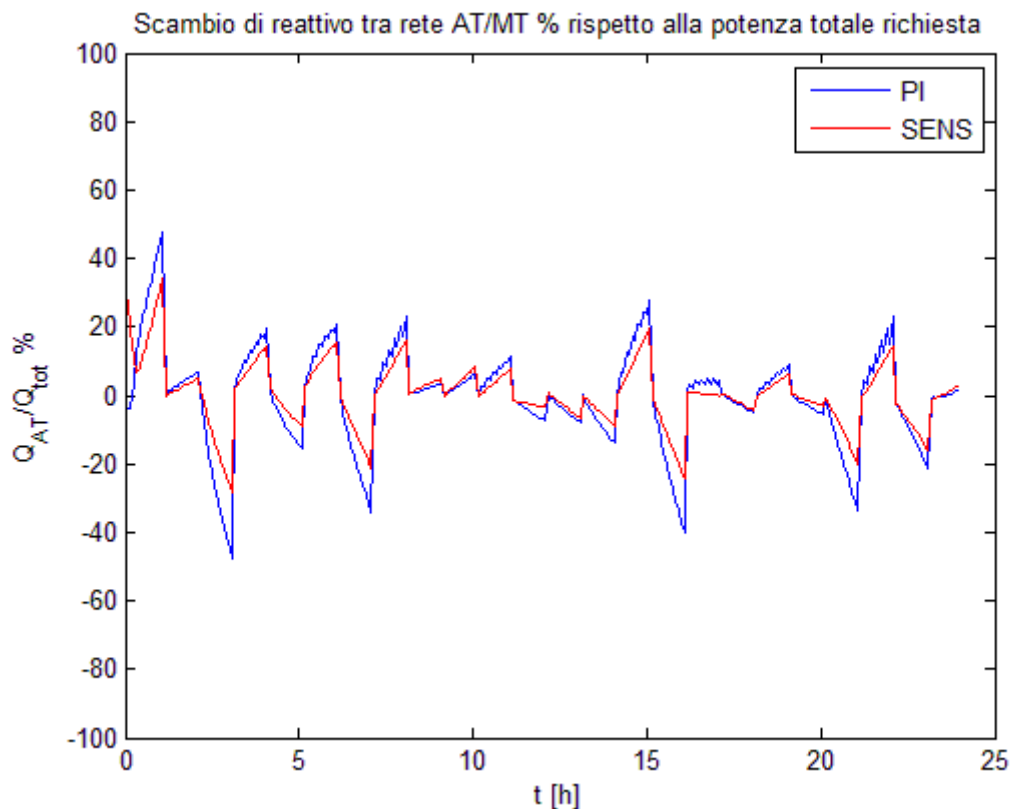


Figura 6.73 - Potenza reattiva scambiata con la rete AT rispetto alla potenza reattiva totale richiesta dalla rete nelle due differenti architetture di controllo con carichi e generatori al 20% delle condizioni nominali

Anche in questa situazione il controllore consigliato per l'azione secondaria è quello basato sulla matrice di sensitività, per gli stessi motivi menzionati in precedenza.

Analizzando nello specifico le perdite di potenza attiva in rete nelle varie situazioni studiate, si può notare come ci sia un prevedibile miglioramento nell'utilizzo del controllo basato sulla matrice di sensitività. Definendo un indice di rendimento della rete elettrica (η) come rapporto tra l'energia assorbita dalla rete (E_{LOAD}) e l'energia prodotta (E_{GEN}), si ha:

$$\eta = \frac{E_{LOAD}}{E_{GEN}} \cdot 100 \quad (6.23)$$

In cui le due energie sopracitate verificano il bilancio relativo all'energia persa per effetto Joule (E_{LOSS}):

$$E_{LOSS} = E_{GEN} - E_{LOAD} \quad (6.24)$$

	Load-Gen 20%	Load-Gen 50%	Load-Gen 100%
η SENS	99.7%	99.25%	98.82%
η PI	99.61%	99.15%	98.82%

Tabella 6.16 - Energia persa nella rete nelle diverse condizioni studiate

Dalla Tabella 6.16 si evince come, utilizzando la matrice di sensitività, nel caso di generatori e carichi al 20% rispetto alla potenza nominale, ci sia un risparmio dell'ordine dello 0.09% dell'energia prodotta totale, mentre nel caso di generatori e carichi al 50% della potenza nominale il risparmio sia dello 0.08%. In Tabella 6.17 sono mostrati i risparmi in termini di energia durante la giornata, definiti come:

$$G = \left(1 - \frac{E_{LOSS_{SENS}}}{E_{LOSS_{PI}}}\right) \cdot 100 \quad e \quad E_{RIS} = E_{LOSS_{PI}} - E_{LOSS_{SENS}} \quad (6.25)$$

	Load-Gen 20%	Load-Gen 50%	Load-Gen 100%
G	21.9%	10%	$\approx 0\%$
E_{RIS} [MWh]	0.9214	2.26	≈ 0

Tabella 6.17 - Risparmio di energia utilizzando la matrice di sensitività rispetto ai PI

Nel caso nominale, con potenze dei generatori e dei carichi al 100%, il risparmio è in sostanza irrilevante, in quanto le azioni di controllo sono pressoché identiche (come mostrato in precedenza in Figura 6.66 e in Figura 6.67).

Si può concludere questa analisi dicendo che il controllo secondario basato su controllori di tipo PI porta a risultati peggiori rispetto all'uso della matrice di sensitività, in termini di potenza persa e di stress dei generatori. Ad avvalorare questa tesi è anche il fatto che la matrice di sensitività tiene conto della posizione dei generatori in rete e quindi del grado di accoppiamento, cosa che ovviamente nel controllo decentralizzato non avviene. È quindi presumibile che, se i generatori fossero allacciati in nodi vicini della rete, o comunque se a causa delle impedenze di linea ci fosse una forte influenza tra i GD, i punti deboli di tale controllore si amplificherebbero. Si può affermare quindi che l'utilizzo della matrice di sensitività rende l'architettura di controllo più versatile, utilizzabile con buoni risultati in un range di situazioni più ampio.

7. Conclusioni

Il lavoro di tesi è stato inizialmente indirizzato all'individuazione delle problematiche introdotte da una massiccia penetrazione di generazione distribuita nelle attuali reti di distribuzione in media tensione, regolate con tecniche tradizionali basate sull'ipotesi di unidirezionalità dei flussi di potenza attiva e reattiva. Il prevedibile aumento delle richieste di allacciamento alle reti di distribuzione da parte di impianti di piccola taglia (eventualmente a fonte non programmabile) impone lo studio di innovative strategie per il controllo delle reti MT, le quali, anche attraverso il controllo remoto delle unità di generazione stesse, dovranno assicurare un adeguato livello della qualità della fornitura di energia alle utenze anche nelle nuove condizioni di esercizio.

Sono state sviluppate tre innovative strategie di controllo che agiscono sulla potenza reattiva dei generatori, in grado di assicurare adeguati livelli di tensione, minimizzare lo scambio di potenza reattiva con la rete di alta tensione ed eventualmente ottimizzare altri obiettivi, ad esempio di carattere economico, nelle varie condizioni di funzionamento della rete.

Il primo sistema di controllo proposto è formato da semplici controllori di tensione locali sui generatori stessi in cui i regolatori sono di tipo PI (controllo decentralizzato). Con tale azione si raggiungono buoni risultati in termini di errore di tensione, ma non si riesce ad agire sullo scambio di potenza reattiva con la rete AT. Tale controllo ha però il grande vantaggio di necessitare di un limitato numero di misure e informazioni provenienti dalla rete, senza dover comunicare con altri nodi della rete stessa per eseguire l'azione di controllo: ogni generatore, infatti, cerca semplicemente di inseguire un set point di tensione prefissato relativo al nodo della rete a cui è allacciato.

Il secondo controllore analizzato calcola un riferimento di potenza reattiva ad intervalli discreti per ogni GD; tale potenza è calcolata minimizzando un funzionale di costo

prestabilito in cui, con opportuni pesi, si può decidere se minimizzare l'errore di tensione in ogni nodo della rete o lo scambio di potenza reattiva con la rete AT. Con un'azione di questo tipo si raggiungono risultati migliori rispetto al caso precedente.

La terza architettura di controllo proposta è caratterizzata dalla presenza di due diverse azioni di controllo: un'azione primaria stabilisce, ogni ora, un profilo di tensione ottimo all'interno della rete, in base alla minimizzazione di una funzione di costo analogamente al caso precedente, mentre l'azione secondaria insegue i set point generati dal controllo primario calcolando la variazione di potenza reattiva dei GD necessaria, mediante la matrice di sensitività. In questo modo si riescono ad ottenere ottimi risultati sia in termini di errore di tensione, sia in termini di potenza reattiva scambiata con la rete AT ed è quindi, tra tutti quelli proposti, il controllore consigliato.

Infine, per quest'ultimo controllore si è proposta una variazione nell'azione secondaria: non più ottenuta utilizzando la matrice di sensitività della rete, ma attraverso un controllo decentralizzato basato su regolatori PI. Con questa soluzione si ottengono risultati peggiori rispetto all'utilizzo della sensitività, ma presenta il vantaggio di richiedere una minor frequenza di comunicazione con il controllore primario centralizzato.

7.1 Sviluppi futuri

I modelli analizzati riguardano solo una parte delle possibili casistiche affrontabili ed anche le soluzioni non sono certo le uniche attuabili. Durante la modellazione, inoltre, sono state apportate semplificazioni al sistema analizzato che, per uno studio più rigoroso, dovrebbero essere meglio verificate ed eventualmente rimosse. È plausibile ipotizzare studi futuri basati su questo lavoro:

- Applicando gli algoritmi di controllo proposti a reti diverse, sia per estensione, sia per caratteristiche fisiche;
- Utilizzando un programma di simulazione più complesso;
- Integrando i sistemi di controllo con algoritmi di sicurezza, che possano intervenire in caso di guasto o malfunzionamento;
- Analizzare altri obiettivi, oltre all'errore di tensione ed allo scambio di potenza reattiva, come ad esempio valutazioni di tipo economico;
- Studio dei sistemi di comunicazione per lo scambio di informazioni all'interno della rete;
- Sperimentazione dei sistemi di controllo proposti su reti test fisiche.

8. Bibliografia

- [1] T. Ackermann, G. Andersson e L. Söder, “Distributed generation: a definition”, *Electric Power Systems Research*, vol. 57, 2001
- [2] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haseldonckx, R. Belmans e W. D’haeseleer, “Distributed generation: definition, benefits and issues”, *Energy Policy*, vol.33, 2005;
- [3] F.Bignucolo, R.Caldon, “Il controllo delle reti attive di distribuzione”, *Tesi di Dottorato di Ricerca*, 2009
- [4] E. Macchi, S. Campanari, “Generazione distribuita”, *Enciclopedia degli idrocarburi*, vol. III
- [5] A. Borghetti, “Sistemi per la generazione distribuita: modelli matematici per la simulazione di transitori elettromeccanici”, *Ricerca di sistema*, 2001
- [6] ABB products and services for wind turbines, *Electrical drivetrain and turbine systems*, 2010
- [7] “Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita per l'anno 2009”, *Delibera ARG/elt 223/10*, www.autorita.energia.it, 2010
- [8] “Energy Efficiency & Renewable Energy”, www.eere.energy.gov
- [9] A. Abur, A.G. Exposito, “Power system state estimation – theory and implementation”, *Marcel Dekker Inc.*, 2004
- [10] C.M. Hird, H. Leite, N. Jenkins, H. Li, “Network voltage controller for distributed generation”, *IEE Proceedings on Generation Transmission and Distribution*, vol. 151, 2004
- [11] A.K. Ghosh, D.L. Lubkeman, R.H. Jones, “Load modeling for distribution circuit State Estimation”, *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol. 12, 1997
- [12] P. Bolzern, R. Scattolini, N. Schiavone, “Fondamenti di controlli automatici”, *McGraw-Hill*, 1998

- [13] S. Conti, S. Raiti, G. Vagliasindi, “A simplified approach to voltage sensitivity analysis in radial MV distribution networks with constant current models for loads and generators”, WSEAS Transactions on power system, issue 11, 2006
- [14] V. Ajarapu, B. Lee, “Bibliography on voltage stability”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.13, 1998
- [15] G.B. Jasmon, L.H.C.C. Lee, “Distribution network reduction for voltage stability analysis and load-flow calculations”, Electric Power & Energy Systems, 1991
- [16] Thornley, Jenkins, Reay, Hill e Barbier “Field experience with active network management of distribution networks”, CIRED, 2007
- [17] R. D. Zimmerman, C.E. Murillo-Sánchez, R.J. Thomas, “Matpower's Extensible Optimal Power Flow Architecture", Power and Energy Society General Meeting, 2009 IEEE, pp. 1-7, July 26-30 2009

Appendice

A.1 Modello matematico delle reti elettriche

Nelle ipotesi di utilizzare il metodo dell'analisi nodale, il sistema di equazioni che si ottiene per una rete composta da n nodi è il seguente:

$$\begin{cases} \bar{I}_1 = \bar{Y}_{11} \cdot \bar{V}_1 + \bar{Y}_{12} \cdot \bar{V}_2 + \dots + \bar{Y}_{1n} \cdot \bar{V}_n \\ \bar{I}_2 = \bar{Y}_{21} \cdot \bar{V}_1 + \bar{Y}_{22} \cdot \bar{V}_2 + \dots + \bar{Y}_{2n} \cdot \bar{V}_n \\ \vdots \\ \bar{I}_n = \bar{Y}_{n1} \cdot \bar{V}_1 + \bar{Y}_{n2} \cdot \bar{V}_2 + \dots + \bar{Y}_{nn} \cdot \bar{V}_n \end{cases} \quad (\text{A.1})$$

dove i coefficienti \bar{Y} sono dei numeri complessi aventi le dimensioni di ammettenze. Il sistema di equazioni si può anche scrivere nella seguente forma matriciale:

$$|\bar{I}| = |\bar{Y}| \times |\bar{V}| \quad (\text{A.2})$$

Dove \bar{I} e \bar{V} sono rispettivamente i vettori delle correnti e delle tensioni di nodo, mentre \bar{Y} è una matrice quadrata di ordine n , che viene chiamata matrice delle ammettenze di nodo. Se si suppone che siano fissate le n correnti imposte ai nodi della rete, risultano univocamente determinate le tensioni assunte dai nodi stessi rispetto al neutro. Con ragionamento analogo si possono scrivere le seguenti equazioni (sempre in forma matriciale) per il calcolo delle tensioni di nodo:

$$|\bar{V}| = |\bar{Z}| \times |\bar{I}| \quad (\text{A.3})$$

Queste equazioni sono chiamate equazioni delle maglie della rete, perché esse si possono anche scrivere applicando il 2° principio di Kirchoff alle maglie indipendenti. La matrice \bar{Z} ha per coefficienti numeri complessi che hanno le dimensioni di impedenza; suddetta matrice viene chiamata matrice delle impedenze della rete e non è altro che l'inversa della matrice \bar{Y} precedentemente definita [1].

A.1.1 Il calcolo dei flussi di potenza

I sistemi (A.2) e (A.3) sono in pratica un'estensione delle ben note equazioni dei doppi bipoli passivi. In una rete a n nodi, le n tensioni e le n correnti circolanti in ogni nodo sono legate da n equazioni costituenti le condizioni di vincolo interno, per cui n tra tensioni e correnti complesse si possono fissare arbitrariamente. Queste ultime sono le condizioni di vincolo esterno imposte dall'esercizio. Esse possono chiamarsi variabili di stato, perché definiscono lo stato di funzionamento della rete. La soluzione delle equazioni fornisce i valori delle n tra tensioni e correnti complesse incognite. Note tutte le tensioni e le correnti di nodo, è immediato il calcolo delle potenze attive e reattive immesse o prelevate ai nodi, ed il calcolo delle potenze e delle correnti che transitano alle estremità dei rami della rete, nonché della perdita di potenza attiva e del consumo (o generazione) di potenza reattiva, pari al saldo tra le potenze immesse e prelevate ai nodi. Si può riassumere dicendo che, se le condizioni d'esercizio fossero effettivamente rappresentabili imponendo come vincoli esterni soltanto valori efficaci e fasi di tensioni e di correnti di nodo, il calcolo dei flussi di potenza sarebbe relativamente semplice dovendosi risolvere un sistema di equazioni lineari. Le $2n$ tensioni e correnti complesse E_i e I_i equivalgono a $4n$ variabili reali, rappresentate dalle coordinate e dalle tensioni e correnti. Analogamente le n equazioni lineari (A.2) o (A.3) a variabili e coefficienti complessi, equivalgono a $2n$ equazioni lineari a variabili e coefficienti reali, che si ottengono separando parte reale e parte immaginaria. Delle $4n$ variabili reali, $2n$ si possono fissare arbitrariamente e le rimanenti si calcolano risolvendo le equazioni di rete. In pratica le condizioni di esercizio imposte alle reti si esprimono fissando numerose potenze attive e reattive. I carichi vengono correttamente rappresentati, per un'assegnata condizione di esercizio, tramite la potenza attiva e reattiva che assorbono, le quali si possono considerare, in buona approssimazione, indipendenti dal valore che assume la tensione dei nodi della rete che li alimenta per lo meno entro certi limiti di variazione. Per quanto riguarda i nodi di generazione, conviene fissare la potenza attiva da essi immessi in rete. Altra grandezza che è opportuno fissare come vincolo esterno per i nodi di generazione è il valore efficace della tensione. Per questo i nodi di generazione sono anche detti nodi PV mentre quelli di carico sono anche detti nodi PQ. Esiste poi un ulteriore nodo, chiamato nodo di riferimento o di slack per il quale si fissa il valore efficace e la fase della tensione. La potenza attiva che viene calcolata per il nodo in questione è pari al saldo tra la somma delle potenze dei carichi e delle potenze perdute, da

un lato, e la somma delle prefissate potenze dei generatori, dall'altro, perciò il nodo di riferimento è anche detto nodo di saldo. Come nodo di saldo si sceglie di regola un nodo generatore dove è installata una importante potenza. Definite le condizioni di vincolo esterno si può passare alla soluzione delle equazioni di rete che si può eseguire rappresentando i numeri complessi in coordinate cartesiane o in coordinate polari. Molti moderni e versatili programmi per la soluzione numerica delle equazioni di rete con il procedimento Newton-Raphson, si avvalgono della rappresentazione dei numeri complessi in coordinate polari, che pertanto sono preferite.

Definendo con φ_k , θ_k e γ_{ik} rispettivamente gli argomenti della corrente, della tensione di nodo e dei coefficienti di ammettenza, si può scrivere:

$$\bar{I}_k = I_k \cdot e^{j\varphi_k} \quad (\text{A.4})$$

$$\bar{V}_k = V_k \cdot e^{j\theta_k} \quad (\text{A.5})$$

$$\bar{Y} = Y_{ik} \cdot e^{j\gamma_{ik}} \quad (\text{A.6})$$

Indicando inoltre con \bar{I}_k^* il complesso e coniugato di \bar{I}_k si può definire la potenza complessa al nodo k , definita dalla seguente relazione:

$$\begin{aligned} \bar{S}_k &= P_k + jQ_k = \bar{V}_k \cdot \bar{I}_k^* = V_k \cdot I_k \cdot e^{j(\theta_k - \varphi_k)} \\ &= V_k \cdot I_k \cdot \cos(\theta_k - \varphi_k) + j \cdot V_k \cdot I_k \cdot \sin(\theta_k - \varphi_k) \end{aligned} \quad (\text{A.7})$$

Quindi se P_{k0} , Q_{k0} , e V_{k0} rappresentano rispettivamente la potenza attiva, reattiva e la tensione imposte al generico nodo k , le condizioni di esercizio assumono le seguenti espressioni:

$$\begin{cases} P_k = V_k \cdot I_k \cdot \cos(\theta_k - \varphi_k) = P_{k0} \\ Q_k = V_k \cdot I_k \cdot \sin(\theta_k - \varphi_k) = Q_{k0} \\ V_k = V_{k0} \end{cases} \quad (\text{A.8})$$

In tale sistema, tenuto conto che per il nodo di slack sono note le coordinate polari della tensione, sono complessivamente $2(n-1)$ equazioni in altrettante incognite: i valori efficaci e le fasi delle tensioni. Queste equazioni sono di tipo non lineare, perché le grandezze fissate sono le potenze attive e reattive ai nodi, e la relativa soluzione è possibile solo con metodi numerici di successive approssimazioni. Il metodo più diffuso per la soluzione del sistema di equazioni propriamente dette di LOAD-FLOW è il procedimento iterativo di Newton-Raphson.

A.1.2 Richiami sulla soluzione numerica dei sistemi di equazioni non lineari

Si supponga che siano assegnate n equazioni non lineari nella forma:

$$\begin{cases} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) = y_1 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) = y_2 \\ \dots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) = y_n \end{cases} \quad (\text{A.9})$$

Dove x_1, x_2, \dots, x_n sono le incognite e y_1, y_2, \dots, y_n sono i termini noti.

Se si attribuisce alle incognite una n -pla arbitraria di valori, come ad esempio: $x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}$ e sostituendo tali valori nel sistema (A.9), le funzioni assumono valori $y_1^{(0)}, y_2^{(0)}, \dots, y_n^{(0)}$ diversi da y_1, y_2, \dots, y_n :

$$f_k(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) = y_k^{(0)} \quad (\text{A.10})$$

con $k = 1, 2, \dots, n$

I valori assegnati delle funzioni y_k si ottengono sommando algebricamente alle $x_i^{(0)}$ delle opportune correzioni $\Delta x_i^{(0)}$ incognite:

$$f_k(x_1^{(0)} + \Delta x_1^{(0)}, x_2^{(0)} + \Delta x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)} + \Delta x_n^{(0)}) = y_k \quad (\text{A.11})$$

con $k = 1, 2, \dots, n$

Le equazioni del sistema (A.9) si possono sviluppare in serie di Taylor nell'intorno del punto $x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}$. Indicate con $\left. \frac{\partial f_k}{\partial x_i} \right|_0$ le derivate parziali prime delle f_k calcolate nell'intorno del punto in precedenza considerato, si ha:

$$\begin{aligned} f_k(x_1^{(0)} + \Delta x_1^{(0)}, x_2^{(0)} + \Delta x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)} + \Delta x_n^{(0)}) &= f_k(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) \\ &+ \Delta x_1 \left. \frac{\partial f_k}{\partial x_1} \right|_0 + \Delta x_2 \left. \frac{\partial f_k}{\partial x_2} \right|_0 + \dots + \Delta x_n \left. \frac{\partial f_k}{\partial x_n} \right|_0 + \Phi \end{aligned} \quad (\text{A.12})$$

con $k = 1, 2, \dots, n$

Essendo Φ una funzione delle potenze superiori alla prima di $\Delta x_1, \Delta x_2, \dots, \Delta x_n$ e delle derivate parziali di ordine superiore al primo delle f_k .

Se la n-pla arbitrariamente prescelta non è molto lontana dalla soluzione cercata, le Δx_i sono relativamente piccole e si può trascurare la funzione Φ . Tenuto conto delle (A.10) e (A.11), ne risulta il seguente sistema di n equazioni lineari nelle incognite Δx :

$$y_k - y_k^{(0)} = \Delta y_k^{(0)} = \Delta x_1 \left. \frac{\partial f_k}{\partial x_1} \right|_0 + \Delta x_2 \left. \frac{\partial f_k}{\partial x_2} \right|_0 + \dots + \Delta x_n \left. \frac{\partial f_k}{\partial x_n} \right|_0 \quad (\text{A.13})$$

con $k = 1, 2, \dots, n$

Che espressa in forma matriciale diviene:

$$|\Delta y^{(0)}| = |J|_0 \times |\Delta x| \quad (\text{A.14})$$

Dove $|\Delta y^{(0)}|$ e $|\Delta x|$ sono vettori colonna delle differenze Δy e Δx , mentre $|J|_0$ è la matrice Jacobiana delle n funzioni f_k assegnate, calcolata nel punto $x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}$:

$$|J|_0 = \begin{vmatrix} \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_1} \right|_0 & \dots & \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \right|_0 \\ \left. \frac{\partial f_n}{\partial x_1} \right|_0 & \dots & \left. \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \right|_0 \end{vmatrix} \quad (\text{A.15})$$

Il sistema (A.13) si risolve rispetto alle $\Delta x_1, \Delta x_2, \dots, \Delta x_n$ con un qualunque metodo adatto alla soluzione di un sistema di equazioni lineari; si ottengono delle correzioni $\Delta x_1^{(0)}, \Delta x_2^{(0)}, \dots, \Delta x_n^{(0)}$ che vengono aggiunte algebricamente ai valori di prima stima $x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}$:

$$x_i^{(1)} = x_i^{(0)} + \Delta x_i^{(0)} \quad (\text{A.16})$$

con $i = 1, 2, \dots, n$

Le (A.16) non forniscono la soluzione cercata, perché è stata trascurata la funzione di ordine superiore al primo Φ nello sviluppo in serie di Taylor. Tuttavia le $x_i^{(1)}$ sono più prossime alla soluzione cercata che le $x_i^{(0)}$ scelte arbitrariamente. Il procedimento si ripete a partire dalla n-pla di valori corretti $x_1^{(1)}, x_2^{(1)}, \dots, x_n^{(1)}$; si calcolano le $y_k^{(1)}$ e le $\Delta y_k^{(1)} = y_k - y_k^{(1)}$ per cui risulterà che $\Delta y_k^{(1)} < \Delta y_k^{(0)}$. Si procede così con un numero di m iterazioni, finché le $\Delta y_k^{(m)}$ diventano tutte inferiori ad una prestabilita tolleranza (solitamente presa con valori piccoli, nell'ordine di 10^{-6}). In questo processo i coefficienti della matrice Jacobiana possono essere ricalcolati a ogni iterazione; può

tuttavia convenire ricalcolare la matrice per un dato numero di iterazioni, a condizione che le correzioni Δx_i siano piccole.

Per applicare il metodo di Newton-Raphson per la risoluzione delle equazioni di load-flow basta far corrispondere alle y_k le P_{k0} , Q_{k0} , V_{k0} ; alle x_i le V_i , θ_i ; alle Δx_i le ΔV_i , $\Delta \theta_i$ e alla matrice Jacobiana:

$$|J| = \begin{vmatrix} \frac{\partial P}{\partial E} & \frac{\partial P}{\partial \theta} \\ \frac{\partial Q}{\partial E} & \frac{\partial Q}{\partial \theta} \end{vmatrix} \quad (\text{A.17})$$

Inizialmente si assegnano dei valori arbitrati alle V_i e θ_i , si calcolano le corrispondenti $P_k^{(0)}$ e $Q_k^{(0)}$ e di conseguenza le $\Delta P_k^{(0)}$ e $\Delta Q_k^{(0)}$; si calcolano quindi i coefficienti della matrice Jacobiana e quindi si procede con successive iterazioni finché le $\Delta P_k^{(r)}$ e le $\Delta Q_k^{(r)}$ diventano minori di una tolleranza prefissata.

Le operazioni di calcolo con il procedimento iterativo di Newton-Raphson si possono così riassumere:

- 1) Si determina la matrice delle ammettenze della rete e si sceglie il nodo di saldo.
- 2) Si scelgono arbitrariamente i valori efficaci e le fasi delle tensioni, che non sono date come condizioni imposte ai nodi. Si può assegnare alle tensioni il valore 1 p.u. e alle fasi il valore nullo. Tali valori, seppur diversi dalla soluzione cercata, di solito non pregiudicano la convergenza del procedimento.
- 3) Si fissa il numero limite delle iterazioni, raggiunto il quale il calcolo si arresta.
- 4) Si fissano gli scostamenti di potenza attiva e reattiva, sotto ai quali la procedura si arresta.
- 5) Si calcolano le $P_k^{(0)}$ e le $Q_k^{(0)}$ e quindi le $\Delta P_k^{(0)}$ e $\Delta Q_k^{(0)}$ e si confrontano queste ultime con le tolleranze stabilite precedentemente.
- 6) Si calcolano le derivate parziali delle P_k e Q_k per le tensioni scelte allo stato iniziale.
- 7) Si calcolano le correzioni $\Delta V_i^{(0)}$ e $\Delta \theta_i^{(0)}$.
- 8) Si ripete il procedimento m volte, finché $\Delta P_k^{(m)}$ e $\Delta Q_k^{(m)}$ diventano inferiori alle tolleranze stabilite e a questo punto si arresta il procedimento.
- 9) Essendo note tutte le tensioni ai nodi, si calcolano i flussi di potenza attiva e reattiva alle estremità di tutte le linee, ai morsetti dei trasformatori, con le relative perdite di potenza attiva e reattiva. Le potenze reattive Q_g si calcolano per equilibrio ai nodi.

10) Si calcolano le perdite di potenza attiva e reattiva dell'intera rete, sommando algebricamente le perdite di ciascun componente. Si calcola infine la potenza attiva e reattiva del nodo di saldo (slack).

Il numero delle iterazioni e il tempo di calcolo crescono al crescere del numero di nodi. Il risultato del calcolo dei flussi di potenza può essere insoddisfacente dal punto di vista pratico per uno o più dei seguenti motivi:

- Le tensioni calcolate di uno o più nodi di carico sono inferiori al limite minimo ammesso;
- Le potenze reattive calcolate di uno o più generatori cadono al di fuori dei limiti ammessi in sovraeccitazione o sottoeccitazione;
- I flussi di potenza attiva e reattiva e le correnti che attraverso uno o più trasformatori e / o linee denunciano sovraccarichi eccessivi;
- Le perdite complessive di potenza attiva sono molto elevate;
- Il bilancio delle potenze reattive è sfavorevole e richiede eccessivi mezzi di compensazione;
- La potenza attiva e / o reattiva al nodo di saldo cade al di fuori dei limiti massimi e minimi ammessi dai generatori ivi disponibili.

Tali inconvenienti possono essere eliminati apportando di volta in volta opportune modifiche. Nei programmi più sofisticati queste modifiche sono apportate automaticamente durante il processo risolutivo. Vi sono programmi che variano le tensioni imposte ai nodi di generazione, in modo che la potenza reattiva rientri nei limiti specificati per ciascuna centrale; vi sono programmi che variano il rapporto di trasformazione dei trasformatori dotati di variatore, onde ottenere favorevoli livelli di tensione, le minime correnti di circolazione e le minime perdite.

A.2 Matpower

Matpower è un tool gratuito di Matlab, creato dalla Cornell University (Ithaca) utile ai fini dell'analisi del loadflow e dell'optimal powerflow di una rete elettrica; può essere usato come strumento di simulazione per ricerca o studio ed è di semplice utilizzo [2]. Il suo utilizzo prevede la creazione di un M-file, nel quale vengono definiti tutti i parametri fondamentali della rete, quali: i generatori ("Generator Data"), i carichi ("Bus Data"), i trasformatori ("Transformer Data") ed i rami della rete ("Branch Data"). I generatori sono modellizzati semplicemente attraverso una potenza apparente immessa in rete,

comprensiva quindi di potenza attiva e di potenza reattiva, iniettate in un singolo bus; non vengono perciò fatte distinzioni sulla tipologia di generatore connesso. I carichi sono definiti per ogni bus, perciò la presenza di più carichi sul singolo bus viene modellizzata come un unico carico totale, di entità pari alla somma dei singoli utilizzatori; come per i generatori, anche per i carichi non viene fatta alcuna distinzione sul tipo di utilizzatore connesso alla rete: vengono definite soltanto potenza attiva e reattiva assorbite; viene però richiesto di esplicitare il tipo di nodo connesso alla rete, se sia esso con le potenze attive e reattive imposte (nodo “PQ”), con la potenza attiva e la tensione imposta (“PV”) oppure se sia il nodo di riferimento della rete (nodo “REF” o di “SLACK”). Nella definizione della rete, inoltre, non è presa direttamente in considerazione la dipendenza dei carichi dalla tensione, ma si sfruttano i modelli dei carichi a potenza costante (CPM). Per ovviare a tale problema però, si possono definire in ogni nodo degli elementi di Shunt, cioè un’induttanza o una capacità modellate come un’impedenza collegata tra il bus e la terra. L’ammettenza dell’elemento di Shunt è data da una conduttanza e da una suscettanza. Così facendo si riescono a modellare i carichi a impedenza costante, cioè con un legame quadratico tra la potenza e la tensione. Per la rappresentazione della linea vengono definite resistenza, induttanza e capacità del singolo ramo, con relativa lunghezza. È definito anche il trasformatore in cabina primaria AT/MT a monte della rete, comprensivo di tutte i dati di targa: potenza apparente nominale, tensione nominale lato alta tensione e media tensione, tensione di cortocircuito, perdite di potenza nel rame ed impedenza serie. Tutti i dati sono da inserire rispettando le unità di misura del sistema internazionale (SI).

A.3 Specifiche rete utilizzata

È di seguito riportata la caratterizzazione in dettaglio della rete test di riferimento, utilizzata per le simulazioni effettuate (Figura A.1, Tabella A.1, Tabella A.2, Tabella A.3).

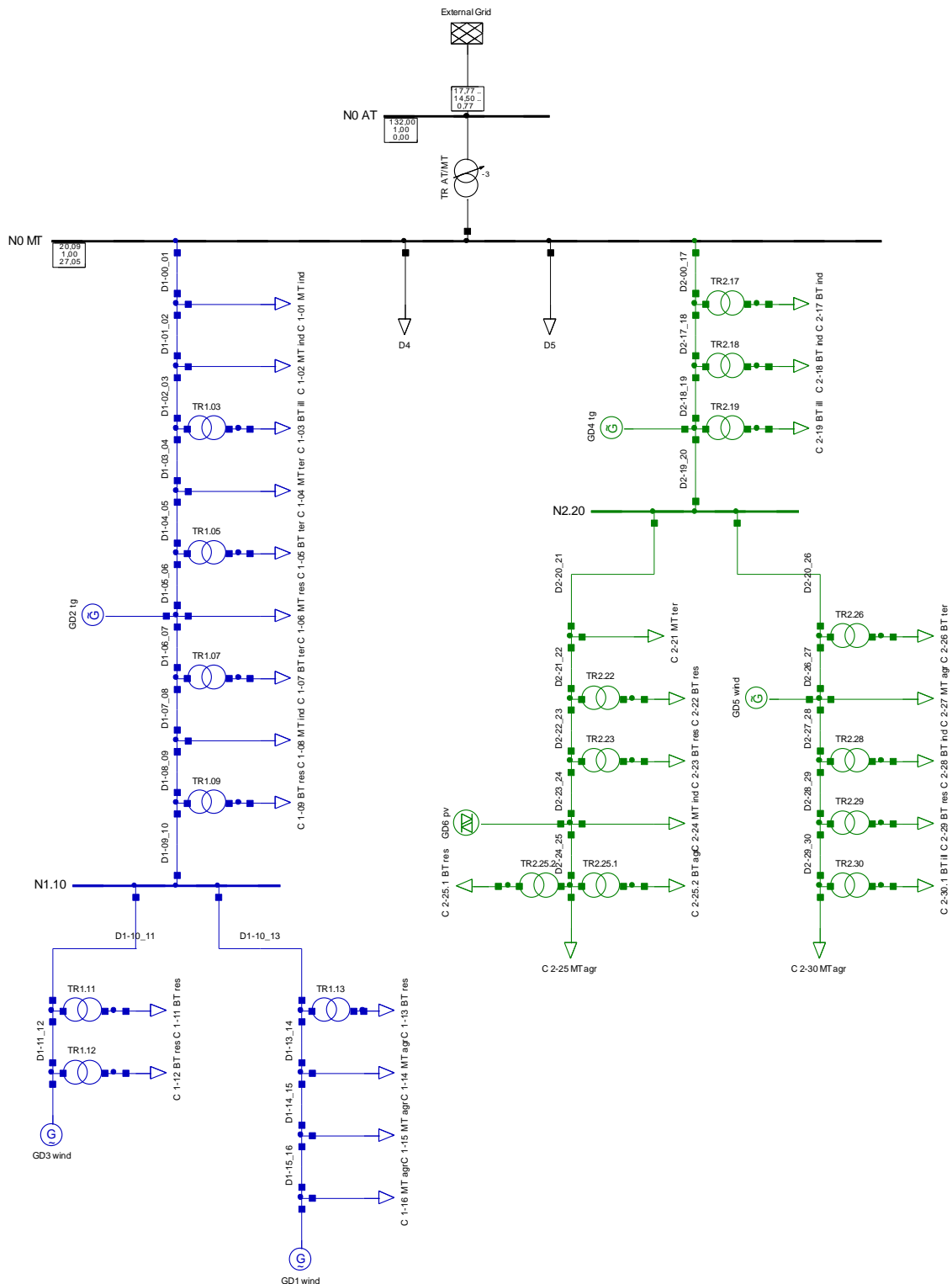


Figura A.1 - Schema unifilare della rete test di riferimento

Nome	V_n [kV]	Lunghezza [m]	r_{km} [Ω/km]	x_{km} [Ω/km]
D1-01_02	20	1.884	0.1248	0.1053
D1-02_03	20	1.62	0.1248	0.1053
D1-03_04	20	0.532	0.1248	0.1053
D1-04_05	20	1.284	0.1248	0.1053
D1-05_06	20	1.618	0.2057	0.1199
D1-06_07	20	0.532	0.2057	0.1199
D1-07_08	20	2	0.5191	0.386
D1-08_09	20	2.4	0.5191	0.386
D1-09_10	20	2.252	0.2057	0.1199
D1-10_11	20	0.756	0.1248	0.1053
D1-11_12	20	5.87	0.5191	0.386
D1-11_14	20	1.19	0.2057	0.1199
D1-12_13	20	5.28	0.5191	0.386
D1-14_15	20	0.8	0.2057	0.1199
D1-15_16	20	3	0.5191	0.386
D1-16_17	20	4	0.5191	0.386
D2-01_02	20	2.54	0.1248	0.1053
D2-02_03	20	3.304	0.268	0.366
D2-03_04	20	2	0.268	0.366
D2-04_05	20	3.6	0.3519	0.385
D2-05_06	20	3	0.3519	0.385
D2-05_11	20	2.4	0.32	0.1275
D2-06_07	20	3.08	0.3519	0.385
D2-07_08	20	1.65	0.3519	0.385
D2-08_09	20	2.2	0.3519	0.385
D2-09_10	20	2	0.268	0.366
D2-11_12	20	1.4	0.32	0.1275
D2-12_13	20	1.8	0.32	0.1275
D2-13_14	20	1.4	0.32	0.1275
D2-14_15	20	2.6	0.32	0.1275

Tabella A.1 – Dati salienti delle linee della rete test di riferimento

Nodo AT	Nodo MT	S_n [MVA]	V_{nAT} [kV]	V_{nMT} [kV]	V_{cc} [%]	P_{cc} [%]	VSC
1	2	50	132	20	15,5	0,44	$\pm 12 \times 1\%$

Tabella A.2 - Dati salienti della cabina primaria della rete test di riferimento

Nodo	Carichi			Generatori	
	d_p [MW]	d_Q [MVAR]	$\cos\varphi$	Nome	S_n [MVA]
2	12	5.81	0.9		
3	2	0.97	0.9		
4	0.5	0.24	0.9		
5	0.262	0.18	0.83		
6	1.4	0.68	0.9		
7	0.15	0.1	0.83		
8	0.45	0.22	0.9	GD2	3.5
9	0.125	0.084	0.83		
10	0.32	0.15	0.9		
11	0.125	0.084	0.83		
13	0.132	0.0888	0.83		
14	0.12	0.0806	0.83	GD3	5
15	0.1	0.0672	0.83		
16	0.55	0.266	0.9		
17	0.4	0.194	0.9		
18	1.95	0.46	0.97	GD1	2
19	0.25	0.168	0.83		
20	0.19	0.128	0.83		
21	0.19	0.128	0.83	GD4	3.5
23	0.35	0.17	0.9		
24	0.18	0.121	0.83		
25	0.19	0.128	0.83		
26	0.5	0.242	0.9		
27	1.7	0.955	0.9		
28	0.15	0.099	0.83		
29	0.2	0.0969	0.9	GD5	3.5
30	0.25	0.168	0.83		
31	0.15	0.1	0.83		
32	1.08	0.557	0.9		

Tabella A.3 - Dati salienti delle utenze attive e passive connesse alla rete test di riferimento

Bibliografia appendice

- [1] G.B. Jasmon, L.H.C.C. Lee, “Distribution network reduction for voltage stability analysis and load-flow calculations”, Electric Power & Energy Systems, 1991
- [2] R. D. Zimmerman, C.E. Murillo-Sánchez, R.J. Thomas, “Matpower's Extensible Optimal Power Flow Architecture”, Power and Energy Society General Meeting, 2009 IEEE, pp. 1-7, July 26-30 2009