

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica



Tesi di Laurea Magistrale

Analisi di microreti con forte diffusione di generazione distribuita

Relatori

Prof. Andrea MAZZA

Prof. Gianfranco CHICCO

Candidato

Alessio ZANI

Novembre 2023

Sommario

Le microreti elettriche sono nate come risposta alle crescenti esigenze di efficienza, sostenibilità e resilienza nell'approvvigionamento energetico. Il presente lavoro di tesi affronta l'ottimizzazione di un algoritmo di droop control, inizialmente ispirato da un articolo pubblicato nell'ambito dell'IEEE. L'obiettivo principale di questa ricerca è migliorare l'efficienza e le prestazioni dell'algoritmo di droop control per applicazioni nelle microreti. Nel corso di questa tesi, sono stati sviluppati e verificati diversi approcci di ottimizzazione per l'algoritmo di droop control. Le analisi condotte dimostrano chiaramente i benefici delle nostre modifiche in termini di reattività del sistema e capacità di gestire fluttuazioni e perturbazioni di frequenza nella microrete, mantenendo la tensione a valori accettabili. Questo algoritmo di droop control utilizza i coefficienti di droop (equivalenti agli statismi) per gestire la distribuzione della generazione tra i vari generatori in modo da poter soddisfare la richiesta di potenza attiva e reattiva e riportare a zero la variazione di frequenza della microrete dovuta alla variazione del carico di quest'ultima. Per rendere l'algoritmo più vicino alla realtà possibile è stata implementata la saturazione della generazione e la presenza di generazione da fonti rinnovabili, che data la loro natura non sono controllabili, il che impone all'algoritmo di gestire i generatori per mantenere la frequenza al valore nominale. Dal momento che la microrete lavora normalmente in isola la tensione del nodo di riferimento necessita una regolazione per evitare eventuali derive di tensione, regolazione che è stata implementata e sperimentata sia in contesti in cui il carico della microrete aveva un singolo time-step e sia con molteplici time-step. In conclusione per dimostrare che l'algoritmo non sia stato costruito ad hoc per una sola microrete, è stato necessario implementarlo in un altro caso di studio con una maggiore complessità.

Indice

Elenco delle tabelle	VI
Elenco delle figure	VII
Acronimi	XII
1 Rete elettrica	1
1.1 Introduzione	1
1.2 Evoluzione della rete elettrica	2
1.3 Microreti, Smart-grid e comunità energetiche	2
1.3.1 Definizione di microrete	3
1.3.2 Definizione di Comunità energetica	4
1.3.3 Definizione di Smartgrid	9
1.4 Microreti	12
1.4.1 Configurazioni ed esercizio delle microreti	12
1.4.2 Risorse distribuite	14
1.4.3 Regolamentazione dell'allacciamento delle microreti	15
1.4.4 Regolazioni	16
1.4.5 Compatibilità delle protezioni degli impianti di produzione con le esigenze del sistema	18
2 Analisi della rete elettrica	20
2.1 Modellizzazione delle linee elettriche	20
2.2 Modellizzazione dei carichi	25
2.3 Backward-Forward Sweep (BFS)	25
2.3.1 Backward sweep	26
2.3.2 Forward sweep	26
2.3.3 Criterio di stop	27
2.3.4 Convergenza del BFS	27

3	BFS con droop control	30
3.1	Droop Control Classico	30
3.1.1	Algoritmo	32
3.2	Droop Control Resistivo	37
3.3	Droop Control con Impedenza virtuale	38
3.4	Droop Control Generalizzato	39
3.5	Droop Control Adattativo	39
3.6	Droop Control Robusto	41
4	Caso Studio	43
4.1	Droop Control Classico originale	44
4.2	Droop Control Classico Modificato	48
4.2.1	Caso 1: coefficienti di droop d'articolo	49
4.2.2	Caso 2: coefficienti di droop calcolati	52
4.2.3	Caso 3: coefficienti di droop omogenei	57
4.2.4	Saturazione dei generatori	58
4.2.5	Regolatore di tensione	64
4.3	Droop Control con carico elettrico con molteplici time-step	66
4.3.1	Carico elettrico giornaliero: caso 1	66
4.3.2	Carico elettrico giornaliero: caso 2	70
4.3.3	Carico elettrico giornaliero: caso 3	72
4.3.4	Carico elettrico settimanale: caso 1	74
4.3.5	Carico elettrico settimanale: caso 2	77
4.3.6	Carico elettrico settimanale: caso 3	79
4.4	Droop Control Modificato in una nuova microrete	81
4.4.1	Carico elettrico giornaliero (microrete con 103 nodi)	84
4.4.2	Carico elettrico settimanale (microrete con 103 nodi)	87
4.5	Conclusioni	90
	Bibliografia	94

Elenco delle tabelle

1.1	Similitudini e differenze tra RECs e CECs	7
3.1	Metodi di droop control	42
4.1	Potenza Generata dai Generatori della microrete (caso 1)	51
4.2	Esempi di valori per coefficienti di droop secondo [31]	54
4.3	Coefficienti di droop dei generatori della microrete	57
4.4	Potenza Generata dai Generatori della microrete (caso 2)	57
4.5	Valori per coefficienti di droop omogenei	58
4.6	Potenza Generata dai Generatori della microrete (caso 3)	58
4.7	Perdite in funzione della taglia del generatore di riferimento	63
4.8	Perdite in funzione della taglia del generatore di riferimento	63
4.9	Valori per coefficienti di droop omogenei	82
4.10	Potenza Generata dai Generatori della microrete con 10 nodi e coefficienti di droop omogenei	82
4.11	Valori per coefficienti di droop omogenei	84
4.12	Potenza Generata dai Generatori della microrete con 103 nodi e coefficienti di droop omogenei	84

Elenco delle figure

1.1	Risorse distribuite a seconda della taglia [22]	15
1.2	LVFRT [24]	17
1.3	Logica di funzionamento per attivazione soglie dei relé di frequenza a sblocco voltmetrico [23]	19
2.1	Schema di un nodo generico	21
2.2	Schema di una rete magliata	22
2.3	Schema di una rete radiale	22
2.4	Schema di una rete debolmente magliata che viene esercitata radialmente, i rami aperti sono rappresentati con un tratteggio	23
2.5	Esempio di una rete radiale con nodi e rami numerati [22]	23
2.6	Matrici delle incidenze \mathbf{L} e matrice delle incidenze inversa $\mathbf{\Gamma}$ [22]	24
2.7	Curva a naso (Figura a) e tempi di convergenza (Figura b) [22]	28
3.1	Coefficiente m_P come rapporto tra la variazione di potenza attiva e frequenza	31
3.2	Andamento E-Q nel droop control adattativo	40
4.1	Schema a blocchi droop control [25]	47
4.2	Andamento variazione di frequenza (Figura a) e variazione tensione di riferimento (figura b) [25]	47
4.3	Microrete in isola, 33 nodi e 5 generatori - Grandezze relative a tensione, potenza attiva e potenza reattiva [30]	48
4.4	Variazione di frequenza (a) e tensione di riferimento (b) con coefficienti di droop di [25], rispetto al numero di iterazioni del ciclo interno ed esterno totali	49
4.5	Tensioni ai nodi con coefficienti di droop [25]	50
4.6	Andamento potenze attive (a) e reattive (b) con coefficienti di droop di [25], rispetto al numero di iterazioni del ciclo interno ed esterno totali	51

4.7	Andamento potenza attiva (a) e reattiva (b) al variare del coefficiente di droop del nodo di riferimento	52
4.8	Tensione di riferimento al variare del coefficiente di droop al nodo 25	53
4.9	Tensione di riferimento al variare del coefficiente di droop al riferimento	53
4.10	Variazione di frequenza con coefficienti di droop 10 volte più piccoli (a) e 10 volte più grandi (b) rispetto ai valori in [29]	55
4.11	Numero di iterazioni (a) e perdite in p.u. (b) all'aumentare del coefficiente di droop di riferimento	55
4.12	Potenze attive al variare del coefficiente di droop al riferimento	56
4.13	Curva di capability di un generatore rotante ($P > 400$ kW) [22]	59
4.14	Curva di capacity di un convertitore statico ($P > 400$ kW) [22]	59
4.15	Andamento potenze attive dei generatori (a) e andamento delle perdite (b) in corrispondenza della taglia del generatore di riferimento con coefficienti di droop del caso 1	60
4.16	Tensioni della microrete con taglia del generatore di riferimento pari a 3,4316 pu con coefficienti di droop del caso 1	61
4.17	Andamento potenze attive dei generatori (a) e andamento delle perdite (b) in corrispondenza della taglia del generatore di riferimento con coefficienti di droop del caso 2	61
4.18	Tensioni della microrete con taglia del generatore di riferimento pari a 3,1842 pu con coefficienti di droop del caso 2	62
4.19	Andamento potenze attive dei generatori (a) e andamento delle perdite (b) in corrispondenza della taglia del generatore di riferimento con coefficienti di droop del caso 3	62
4.20	Diagramma regolatore di tensione generico [22]	64
4.21	Andamento potenze reattive dei generatori (a) e andamento della tensione di riferimento (b)	65
4.22	Tensioni ai nodi con microrete in configurazione del caso 1 e regolazione di tensione	65
4.23	Andamento del carico giornaliero della microrete con 33 nodi	66
4.24	Risultati droop control con carico giornaliero: andamento Potenze attive (a), andamento potenza reattive (b), andamento tensione di riferimento (c) e andamento dell'accumulo (d)	67
4.25	Nodi in cui è presente la tensione minima e il valore della tensione in pu	68
4.26	Bilancio delle potenze attive e reattive ad ogni time step della microrete a 33 nodi	69
4.27	Risultati droop control con carico giornaliero (caso 2): andamento potenze attive (a), andamento potenza reattive (b), andamento tensione di riferimento (c) e andamento dell'accumulo (d) - caso 2	70

4.28	Nodi in cui è presente la tensione minima e il valore della tensione in pu - caso 2	71
4.29	Bilancio delle potenze attive e reattive ad ogni time step della microrete a 33 nodi - caso 2	71
4.30	Risultati droop control con carico giornaliero (caso 2): andamento potenze attive (a), andamento potenza reattive (b), andamento tensione di riferimento (c) e andamento dell'accumulo (d) - caso 3	72
4.31	Nodi in cui è presente la tensione minima e il valore della tensione in pu - caso 3	73
4.32	Bilancio delle potenze attive e reattive ad ogni time step della microrete a 33 nodi - caso 3	73
4.33	Andamento del carico settimanale e della generazione della microrete con 33 nodi (sia il carico che generazione sono rappresentati con segno positivo)	74
4.34	Risultati droop control con carico settimanale: andamento potenze attive (a), andamento potenza reattive (b), andamento tensione di riferimento (c) e andamento dell'accumulo (d) - caso 1	75
4.35	Bilancio delle potenze attive e reattive ad ogni time step della microrete a 33 nodi - caso 1	76
4.36	Nodi in cui è presente la tensione minima e il valore della tensione in pu - caso 1	76
4.38	Nodi in cui è presente la tensione minima e il valore della tensione in pu - caso 2	77
4.37	Risultati droop control con carico settimanale: andamento potenze attive (a), andamento potenza reattive (b), andamento tensione di riferimento (c) e andamento dell'accumulo (d), con rete configurata secondo il caso 2	78
4.39	Bilancio delle potenze attive e reattive ad ogni time step della microrete a 33 nodi - caso 2	78
4.40	Risultati droop control con carico settimanale: andamento potenze attive (a), andamento potenza reattive (b), andamento tensione di riferimento (c) e andamento dell'accumulo (d), con rete configurata secondo il caso 2	79
4.41	Nodi in cui è presente la tensione minima e il valore della tensione in pu - caso 3	80
4.42	Bilancio delle potenze attive e reattive ad ogni time step della microrete a 33 nodi - caso 3	80
4.43	Microrete avente 103 Nodi. Fonte: corso di Distribuzione e utilizzazione dell'energia elettrica	81
4.44	Andamento potenze reattive dei generatori (a) e andamento della tensione di riferimento (b)	83

4.45	Profilo del carico e generazione elettrica giornaliero della microrete con 103 nodi	85
4.46	Andamento dei carichi e generazione di potenza attiva (a) e potenza reattiva (b) con carico elettrico giornaliero	85
4.47	Bilanci di potenza attiva e reattiva della microrete con 103 nodi e carico giornaliero	86
4.48	Andamento tensione di riferimento della microrete con 103 nodi e carico giornaliero	86
4.49	Nodi in cui è presente il minor valore di tensione	87
4.50	Profilo del carico elettrico settimanale della microrete con 103 nodi	87
4.51	Andamento dei carichi e generazione di potenza attiva (a) e potenza reattiva (b) con carico elettrico giornaliero	88
4.52	Bilanci di potenza attiva e reattiva con carico settimanale della microrete con 103 nodi	88
4.53	Andamento tensione di riferimento della microrete con 103 nodi e carico giornaliero	89
4.54	Nodi in cui è presente il minor valore di tensione	89

Acronimi

BT

Bassa Tensione

MT

Media Tensione

AT

Alta Tensione

AAT

Altissima Tensione

DOE

Department of Energy

CEC

Clean Energy Communities

REC

Renewable Energy Communities

AC

Alternate Current

DC

Direct Current

DER

Distributed Energy Resources

DG

Distributed Generator

LVFRT

Low Voltage Fault Ride Through capability

CP

Cabina Primaria

IMS

Interruttore di Manovra Sezionatore

BFS

Backward-Forward Sweep

ABC

Artificial Bee Colony

Capitolo 1

Rete elettrica

1.1 Introduzione

L'energia elettrica è diventata indispensabile per il mondo moderno. La maggior parte delle attività svolte dall'uomo oggi non potrebbe svolgersi senza la presenza di energia elettrica, partendo da attività quotidiane, come cucinare, fino ad attività di più complesse come processi industriali e trasporti, diventando quindi una risorsa indispensabile per lo sviluppo di tutte le nazioni. Il sistema elettrico è un sistema composto da quattro segmenti distinti, cioè la generazione, trasmissione, distribuzione e utilizzazione dell'energia elettrica. La generazione avviene nelle apposite centrali elettriche, strutture che hanno lo scopo di convertire energia derivante da diverse fonti come carbone, gas naturale, fissione nucleare e le varie fonti rinnovabili in energia elettrica. Con lo scopo di diminuire l'energia persa, vengono utilizzate linee di trasmissione in alta tensione (AT), estese in tutto il paese e interconnesse tra paesi per permettere l'esportazione e/o importazione di energia prodotta. La linea di trasmissione termina nelle cosiddette cabine primarie, strutture atte a diminuire la tensione da alta e media e a distribuire l'energia ad un livello più locale: infatti, è da queste cabine che inizia la rete di distribuzione. Dalla rete di distribuzione è possibile alimentare direttamente le utenze che richiedono un allaccio in media tensione (MT), come ad esempio complessi industriali, oppure la rete di distribuzione a sua volta arriverà a cabine MT-BT dove la tensione verrà nuovamente abbassata in bassa tensione (BT) e quindi permetterà alle utenze di potenza più modesta come quelle domestiche. La rete elettrica è gestita da aziende di servizi pubblici o compagnie energetiche, che monitorano costantemente il flusso di energia elettrica, effettuano la manutenzione delle infrastrutture e garantiscono un'offerta di energia affidabile e sicura per i consumatori, aspetto importante dal momento che la rete elettrica svolge un ruolo vitale nel fornire l'energia a molte altre attività quotidiane che dipendono dall'energia elettrica.

1.2 Evoluzione della rete elettrica

L'aumento costante della domanda di energia elettrica nel corso del XX secolo ha portato a una duplice evoluzione nella rete elettrica. Da un lato, ha comportato la creazione di nuove centrali elettriche alimentate da diverse fonti di energia per far fronte all'accresciuta richiesta energetica. Dall'altro, ha innescato una significativa espansione della rete elettrica stessa, estendendola non solo per collegare le nuove centrali ma anche per allacciare un numero sempre crescente di utenti, garantendo loro accesso a questa risorsa vitale. Questa sinergia di sviluppi ha contribuito a soddisfare l'aumento della domanda e a rendere l'energia elettrica sempre più accessibile a una popolazione in costante crescita. Le fonti di energia principali sono state e continuano ad essere i combustibili fossili, risorse non rinnovabili, che a lungo hanno alimentato il nostro fabbisogno energetico. Tuttavia, a partire dagli anni '70 e '80, si è verificato un crescente interesse nello sviluppo di tecnologie per la produzione di energia rinnovabile, aprendo la strada all'energia eolica, fotovoltaica e idroelettrica come fonti rinnovabili di rilevanza sempre maggiore. Questa transizione è stata motivata anche dalle preoccupazioni legate alle emissioni di anidride carbonica causate dalla combustione di fonti non rinnovabili, che hanno contribuito all'ormai noto effetto serra, determinando l'aumento delle temperature globali e il conseguente cambiamento climatico con conseguenti danni sia a livello ambientale che economico. Una delle strategie più efficaci per ridurre le emissioni di anidride carbonica è l'aumento dell'utilizzo di fonti di energia rinnovabile come sole, vento e acqua. Tuttavia, gran parte della generazione di energia elettrica attuale deriva ancora dai combustibili fossili, principalmente a causa della loro capacità di controllo, che manca in gran parte delle risorse rinnovabili, le quali dipendono da fattori non controllabili dall'uomo, generando produzioni di potenza incerte e intermittenti. In particolare, l'installazione di impianti fotovoltaici ed eolici sta guadagnando terreno, ma, a causa della necessità di spazio, raramente raggiunge potenze tali da richiedere l'allacciamento alla rete di trasmissione ad alta tensione (AT); spesso vengono connessi alla rete di media tensione (MT), promuovendo una transizione da un sistema centralizzato a uno distribuito, con una generazione distribuita che fornisce energia alle utenze locali e ai carichi.

1.3 Microreti, Smart-grid e comunità energetiche

La decentralizzazione della produzione di energia elettrica ha portato allo sviluppo di diverse soluzioni, definite in vari modi, tra cui microreti, comunità energetiche e smartgrid, aventi tutti a che fare con la transizione energetica, ma essendo concetti relativamente recenti non esistono tutt'ora delle definizioni accurate che permettono

di distinguersi chiaramente. Questa sezione ha lo scopo di chiarire e distinguere questi concetti spesso confusi tra loro o utilizzati erroneamente come sinonimo.

1.3.1 Definizione di microrete

Nel contesto dell'elettrificazione, è interessante notare che le prime reti elettriche erano spesso costituite da microreti. Queste microreti erano particolarmente utilizzate in luoghi isolati in cui la rete di trasmissione tradizionale non poteva raggiungere. Sin dagli albori dell'elettrificazione, queste microreti hanno svolto un ruolo cruciale nell'accesso all'energia elettrica in comunità remote e in aree inaccessibili alle grandi centrali elettriche. Oggi, a causa dei cambiamenti che sono avvenuti negli anni, le microreti sono presenti anche in zone in cui la rete di trasmissione è presente dal momento che esse presentano diversi vantaggi. Diverse definizioni sono state trovate, come ad esempio citando l'articolo [1]: *USA Department of Energy (DOE)*: "Una microrete è formata da un gruppo di carichi interconnessi e risorse distribuite all'interno di una rete con confini elettrici chiaramente definiti che agiscono come un'unica entità controllabile rispetto alla rete principale. Una microrete può connettersi e disconnettersi dalla rete per poter funzionare sia in modalità connessa alla rete che in modalità isola. Un'altra definizione viene fornita dall'articolo [2] ovvero: "Generazione da strutture che sono sufficientemente più piccole di una centrale elettrica tradizionale a tal punto da poter essere installate ovunque". Viene anche fornito, sempre in [2] un intervallo di potenze di tali risorse distribuite che varia dai 4 kW ai 10 MW, in aggiunta non è specificato alcun limite sull'utilizzo di risorse rinnovabili. Difatti è possibile prevedere una generazione con motori a combustione, turbine a gas e vapore alimentati da combustibili fossili.

Microreti in Europa

Esistono diversi progetti riguardanti microreti in Europa, è stato consultato il sito [3], in cui sono state mappate le microreti europee in servizio, in fase di costruzione e anche i progetti abbandonati:

- Isola di Gozo (Malta): la microgrid sull'isola di Gozo è composta da 15 edifici pubblici e privati: il Ministero per Gozo (1 grande impianto fotovoltaico da 108 kWp - 166 MWh di elettricità generata annualmente), il Consiglio Locale di San Lawrenz (Prosumer con 1 impianto fotovoltaico da 34,5 kWp - 50 MWh di elettricità generata annualmente), 1 piccolo edificio per uffici/commerciale e 12 abitazioni residenziali (7 consumatori, 5 prosumer per un totale di 22 MWh di elettricità generata annualmente). Questa microrete normalmente è connessa alla rete principale ma può funzionare in isola in caso di guasti sulla rete a monte. L'obiettivo di questa microrete è quello di ridurre i costi

dell'energia agli utenti, fornire energia in modo più affidabile proveniente da fonti rinnovabili e ridurre le perdite nel sistema di distribuzione.

- Le Campus de l'alternance (Francia): Schneider Electric e la Camera di commercio e dell'industria di Grenoble hanno lanciato il progetto LearningGrid per creare una microrete per alimentare il campus, con lo scopo di ottimizzare le performance elettriche e ridurre il consumo di energia. La microrete è formata dalla generazione che comprende sia impianti solari che cogenerazione, quindi è presente sia una linea elettrica sia una linea per il trasporto di calore, il tutto gestito da una struttura centralizzata per facilitare la gestione.
- Farsala (Grecia): questa microrete si colloca vicino alla città di Farsala nella comunità energetica di Mega Evydrio. Si connette alla rete principale tramite un solo punto di connessione ed è gestita da una comunità energetica. Tale comunità consiste in 295 case, 4 edifici pubblici, 471 luci stradali, 2 stazioni di pompaggio per acqua potabile e 147 stazioni di pompaggio private per l'irrigazione, il tutto alimentato da 5 produttori di energia elettrica con una potenza installata di fotovoltaico pari a 500 kWp.
- Wildpoldsried (Germania): sviluppata grazie ai progetti tedeschi IRENE e IREN2, si tratta di una smart-microgrid con lo scopo di gestire il consumo energetico e bilanciare tra domanda e offerta dell'energia in modo da mantenere la rete stabile e per dare la possibilità alla microrete di potersi disconnettere dalla rete principale, cosa che è avvenuta dal 2014 al 2017.
- Simris (Svezia): la microrete è operata da E.ON. Questa microrete fornisce energia a 140 edifici permette di verificare nuove soluzioni per il consumo e produzione di energia da fonti rinnovabili decentralizzate. La potenza totale dei clienti raggiunge gli 800 kW, che vengono alimentati da impianti eolici da 500 kW, un parco fotovoltaico da 400 kW, un accumulo da 800 kVA (o 330 kWh) e un generatore a diesel di backup da 480 kW.
- La Gomera (Spagna): la microrete è stata sviluppata da ENDESA-ENEL e mira ad aumentare il consumo di energie rinnovabili a livello locale. Il sistema combina impianti fotovoltaici con accumuli. Questa microrete è un progetto che fa parte di RESOR, un progetto finanziato dall'Unione Europea con l'obiettivo di promuovere migliori pratiche per l'uso di energie rinnovabili nei settori secondari e terziari delle isole dell'Europa.

1.3.2 Definizione di Comunità energetica

Per definire il concetto di comunità energetica è prima necessario definire cosa si intende con *comunità* in ambito di reti elettriche ed energetico. Uno studio

di cosa viene inteso con comunità si può trovare nell'articolo [4], dove sono stati analizzati 183 documenti riguardanti comunità energetiche. L'articolo [4] elenca diversi significati indicando anche la loro diffusione nell'attuale letteratura:

- *place*: intesa come località, dal momento che per il 62% degli articoli che sono stati visionati è presente l'enfatizzazione sul fatto che "una comunità deve essere concepita e sviluppata da persone che sono vicine al luogo in cui è presente il progetto";
- *process*: riferendosi alle decisioni che vengono fatte per la progettazione della comunità e chi ha avviato e gestisce tale progetto. Questa visione del concetto di comunità appare nel 58% degli articoli;
- *scale*: intesa come estensione spaziale della comunità, con un'estensione che si colloca tra i sistemi decentralizzati (come microreti) e tra i macro-sistemi centralizzati (come impianti di grandi taglie) e questa definizione appare nel 45% degli articoli;
- *outcome*: intesa come risultati della comunità energetica, ossia come i benefici siano socialmente e spazialmente distribuiti. Idealmente i benefici dovrebbero essere distribuiti equamente tra i membri facenti parte della comunità. Come nel caso precedente, questa definizione viene trovata nel 43% degli articoli;
- *actor*: si riferisce da quali entità una comunità è formata. Molto comunemente queste entità sono cittadini, autorità pubbliche e specifiche organizzazioni come ad esempio delle cooperative. Definizione presente nel 21% degli articoli;

Una definizione di comunità energetica si può trovare anche nell'articolo [1] che le descrive come: "In primo luogo come un processo (*process*) che riguarda come il progetto è sviluppato, da chi è gestito, da chi coinvolge e da chi ha influenza su di esso. In secondo luogo è un risultato (*outcome*) che riguarda come i benefici del progetto sono socialmente e geograficamente distribuiti, in altre parole per chi è il progetto e chi ne beneficia da esso". Questa definizione include i concetti di process e outcome visti nell'articolo [4]. Si può quindi pensare di poter definire una comunità energetica come [1], avente come punti fondamentali il concetto di process e outcome, e utilizzare gli altri aspetti per caratterizzare le comunità energetiche perchè possono avere diversi obiettivi, sia tecnici che sociali. Concluso l'exkursus sul concetto di comunità, è stata effettuata un'ulteriore ricerca sulle tipologie di comunità energetiche, portando a suddividerle in due categorie.

Clean energy communities (CEC)

Le clean energy communities (oppure citizen energy communities) CEC sono definite da [5] come "strutture con scopo organizzativo e sociale utilizzate per

raggiungere uno specifico obiettivo dei membri con partecipazione volontaria che compongono la comunità. L'obiettivo è principalmente quello di produrre, utilizzare, distribuire energia pulita, con la possibilità di estendere l'obiettivo all'utilizzo e trasporto d'acqua e altre risorse locali". Una CEC può essere formata da un piccolo gruppo di abitazioni ma può anche arrivare a comprendere centinaia di migliaia di edifici civili e commerciali coprendo una vasta area geografica. Dal momento che potrebbe includere un'ampia varietà di edifici e quindi una popolazione con diversi interessi socio-economici anche gli obiettivi della CEC potrebbero essere vari, ma generalmente esistono obiettivi comuni come il promuovere la produzione di energia pulita in modo più sostenibile con la possibilità di diventare completamente energeticamente autonomi e di poter partecipare al mercato energetico in modo da economizzare sull'energia prodotta o sulle risorse della CEC. L'articolo [5] suddivide le CEC in tre tipologie diverse a seconda della loro topografia:

- *CEC Centralizzate*: in questo tipo di CEC solo pochi membri della comunità hanno la capacità di produrre potenza e di controllo. Un sistema del genere si riferisce a strutture su larga scala o di reti nazionali, quindi aventi una produzione centralizzata. La caratteristica principale di una CEC centralizzata è la facile integrazione con i sistemi attuali; un'altra caratteristica è quella di avere un'alta coesione per quanto concerne i membri che compongono tale CEC e quindi i loro obiettivi, permettendo un miglior coordinamento delle risorse e maggiori performance nel raggiungimento dell'obiettivo. Si supponga che un'ampia area geografica o una comunità, ad esempio una regione, abbia costituito una cooperativa energetica centrale. Questa cooperativa potrebbe coinvolgere molte piccole e grandi imprese, nonché numerosi cittadini, che partecipano alla produzione di energia pulita. Questa energia potrebbe essere generata da una serie di fonti rinnovabili, come pannelli solari su edifici, parchi eolici, impianti di biomassa o altre tecnologie sostenibili.
- *CEC Distribuite*: una "Distributed CEC" è costituita da membri sparsi e non direttamente collegati tra loro, ma legati da un'entità di controllo o gestione che può essere una società tecnologica o un utility. Questa entità svolge un ruolo chiave nella comunicazione e nell'accesso all'energia all'interno della rete e con attori esterni. Le Distributed CECs sono caratterizzate da una struttura in cui i legami tra i membri sono originati da decisioni individuali di adesione, ma sono regolati da una tecnologia di controllo o da un ente centrale. Tali comunità possono essere formate da una piattaforma tecnologica che agisce come "abilitatore" per le attività transazionali della comunità.
- *CEC Decentralizzata*: una comunità energetica decentralizzata (CEC) è un'organizzazione in cui i membri, che possono essere famiglie, imprese o comunità locali, lavorano insieme per generare, distribuire e consumare energia

in modo locale. Le CEC decentralizzate si concentrano sulla produzione di energia da fonti rinnovabili, come il sole e il vento, e sul consumo di energia a livello locale per ridurre la dipendenza dal sistema energetico centrale. Queste comunità cercano l'indipendenza energetica e possono coinvolgere la generazione distribuita, come pannelli solari sui tetti delle case. Sebbene possano avere una certa coordinazione centrale, le CEC decentralizzate promuovono l'autonomia e la partecipazione attiva dei membri nella gestione e nell'uso dell'energia a livello locale.

Renewable energy communities (RECs)

Le comunità energetiche rinnovabili (REC) sono definite come entità governate dai loro azionisti (che possono essere persone fisiche o autorità locali) e dai loro membri che partecipano volontariamente e senza barriere all'ingresso che sono localizzati in prossimità della fonte rinnovabile. Stando all'articolo [2], lo scopo principale delle REC non è il profitto, ma portare benefici sociali, ambientali ed economici agli azionisti o ai possessori delle risorse rinnovabili. La maggiore distinzione dalle CEC è l'obbligo di avere un progetto di risorse rinnovabili per la sola produzione di energia che all'interno della comunità può essere scambiata tra le varie utenze e/o accumulata. Le REC dovranno sottostare ai requisiti per la qualità del servizio (power quality): dovranno quindi garantire valori di tensione e frequenza accettabili. Inoltre hanno la possibilità di partecipare al mercato energetico, con conseguente responsabilità finanziaria in caso di sbilanciamento energetico. Nella Tabella 1.1 (dall'articolo [6]) vengono riassunte le similitudini e differenze tra CECs e RECs:

Tabella 1.1: Similitudini e differenze tra RECs e CECs

Similitudini	Differenze	
	CECs	RECs
Richiedono una entità legale	Non hanno limitazioni geografiche	Ci deve essere una risorsa rinnovabile nelle prossimità
Devono essere aperte e volontarie	Non ci sono limitazioni per i membri	Esistono limitazioni per i membri, non sono permesse grandi compagnie
Il profitto non è l'obiettivo principale ma sono i benefici ad esserlo	Si concentrano sulla produzione di energia elettrica ma non obbligatoriamente tramite rinnovabili	Utilizzano solo fonti rinnovabili ma di ogni tipo
Richiedono un controllo specifico	Hanno lo scopo di creare un nuovo attore di mercato	Hanno lo scopo di promuovere un metodo per espandere e condividere energia da fonti rinnovabili

Energy Community in Europa

- Isole Scilly (Regno Unito): collaborazione avviata nel 2015 inteconnettendo diversi progetti, con lo scopo di ridurre i costi in bolletta del 40% attraverso l'aumento di produzione da rinnovabile del 40% e l'utilizzo di veicoli low-carbon. La comunità in questione comprende circa 2200 abitanti con oltre 100'000 visitatori annui, con un ammontare di 400 kW di pannelli solari, impianti di desalizzazione, impianti di riciclaggio, inoltre le varie abitazioni stanno sperimentando una varietà di tecnologie tra cui accumuli e pompe di calore con sorgente ad aria, in modo da aumentare ulteriormente l'efficienza.[7]
- Climate Community Saerbeck (Germania): l'obiettivo principale della comunità, composta da 7.200 abitanti, è passare completamente alle energie rinnovabili entro il 2030. La comunità ha raggiunto il suo primo obiettivo simbolico nel 2014, cinque anni dopo l'avvio del progetto nel 2009, producendo più elettricità rinnovabile di quanto richiesto. Questa comunità energetica ospita impianti di biomassa, pannelli solari e turbine eoliche, con una potenza complessiva di 29 MW. Questo ha permesso di ridurre l'impronta di carbonio per l'energia pro capite da 9 tonnellate a 5,5 tonnellate all'anno. Inoltre, la popolazione di Saerbeck ha giocato un ruolo significativo nel raggiungimento di questi obiettivi, con circa 400 impianti fotovoltaici su tetti privati che producono più elettricità rispetto ai 24.000 pannelli solari. Saerbeck sta ora ampliando i suoi sforzi per promuovere la mobilità sostenibile, compresa l'elettricità e l'idrogeno come fonti di energia. La comunità ha fondato l'associazione "Klimakommune Saerbeck" per coinvolgere ulteriormente i cittadini nei progetti esistenti e futuri.[8]
- Centrales Villageoises (Francia): le "Centrales Villageoises" sono progetti energetici di proprietà della comunità in Francia che contribuiscono a vari obiettivi legati all'energia, tenendo conto di questioni territoriali più ampie come lo sviluppo economico locale, l'integrazione paesaggistica e i legami sociali. Gli obiettivi delle "Centrales Villageoises" includono la sensibilizzazione riguardo al loro approccio unico, la continuazione della condivisione di risorse tra le aziende locali, la promozione della professionalità nell'attuazione dei progetti e la conduzione di esperimenti innovativi, come lo sviluppo di nuovi modelli legali e finanziari e la diversificazione dei progetti di energia rinnovabile e gestione energetica.[9]
- Buccino (Italia): A Buccino, in provincia di Salerno, un gruppo di sette aziende ha creato la prima comunità energetica in Italia dedicata alle imprese nell'Area di Sviluppo Industriale di Buccino. Questa comunità energetica rinnovabile (REC) è un'associazione tra cittadini, attività commerciali, pubbliche amministrazioni locali e PMI che uniscono le forze per produrre, scambiare e

consumare energia da fonti rinnovabili su scala locale. Le aziende della zona industriale di Buccino hanno messo a disposizione due impianti fotovoltaici con una potenza complessiva di 1600 kW. L'energia in eccesso, non utilizzata direttamente dalle aziende, viene condivisa tra tutti i partecipanti alla CER, garantendo benefici economici e ambientali sia per le aziende che per il territorio.[10]

- Solisca (Italia): è la comunità energetica rinnovabile (REC) del comune di Turano Lodigiano, la prima in Lombardia e tra le prime in Italia. Realizzata da Sorgenia con la collaborazione del piccolo comune lombardo è in grado di produrre circa 50.000 kWh/anno di energia rinnovabile grazie a due impianti fotovoltaici della potenza complessiva di 45 kW installati sulle aree coperte del campo sportivo e della palestra. Solisca è gestita tramite una piattaforma digitale e un'app che collega i sistemi digitali dei contatori e dei misuratori intelligenti per monitorare la produzione e il consumo di energia in tempo reale. L'obiettivo è promuovere un uso efficiente dell'energia e comportamenti di consumo più consapevoli.[11]

1.3.3 Definizione di Smartgrid

La Smartgrid viene definita da [12] come un sistema caratterizzato da un flusso bidirezionale di energia elettrica, supportato da tecnologie dell'informazione e della comunicazione. Tutti i dispositivi elettrici utilizzati nella rete sono "intelligenti", quindi in grado di comunicare e cooperare tra loro, oltre a essere dispositivi che possono essere controllati e monitorati. Per esattezza la smartgrid viene definita con quattro unità principali come generazione, trasmissione, distribuzione e utilizzazione. Tutte queste unità hanno capacità di scambio di potenza bidirezionale all'interno della smartgrid. In particolare:

- unità di Generazione: La generazione è formata da risorse rinnovabili e non, includendo anche *microreti*;
- unità di Trasmissione: include trasformatori di potenza, interruttori, sezionatori, relè, condensatori e linee di trasmissione, quindi le linee in AT;
- unità di Distribuzione: include trasformatori, interruttori, smart meter, fusibili e relè, quindi la porzione di rete in MT e BT;
- unità di Utilizzazione: include tutti i tipi di carichi come abitazioni, fabbriche, illuminazioni esterne, veicoli elettrici e accumuli.

La generazione di energia elettrica può avvenire tramite fonti rinnovabili come eolico, solare, idroelettrico, biomasse, biocarburante, geotermico e celle combustibili

e anche da fonti non rinnovabili. Uno degli obiettivi di una smartgrid è quello di generare il più possibile tramite fonti rinnovabili. Dalle unità da cui è composta si può intuire che la smartgrid non è altro che una rete "classica" in cui è presente un sistema di comunicazione sia cablata che via wireless per poter mettere in comunicazione le varie unità. I vantaggi che porterebbe un tale sistema sono molteplici:

1. Miglior qualità della fornitura (power quality) dei servizi.
2. Capacità di supportare sistemi in cui vi è generazione distribuita (esempio nelle microreti).
3. Capacità di provvedere e affrontare al meglio eventi di disturbo della rete.
4. Connessione di ogni tipo di fonte di energia e accumulo tra le varie unità.
5. Riduzione del costo di manutenzione ed esercizio.
6. Aumento dei benefici sociali ed economici.
7. Possibilità di comunicare direttamente tra le unità di generazione, trasmissione, distribuzione e utilizzazione .
8. Monitoraggio dell'intera rete in tempo reale.
9. Resilienza nei confronti di attacchi fisici e cyber-attacchi.

Molti di questi punti coincidono con i vantaggi che presentano le microreti. Dalla letteratura che è stata analizzata è possibile dedurre le differenze effettive tra una microrete e smartgrid, una di queste è la scala, dal momento che le microreti operano su reti di distribuzione che possono arrivare al limite a piccole città o porzioni di città. Quindi la potenza di una microrete (considerando gli intervalli delle taglie dei generatori utilizzati) può arrivare a qualche MW. Le smartgrid invece comprendono tutte le parti che solitamente compongono una rete elettrica (generazione, trasmissione, distribuzione e utilizzazione), facendo intendere che si tratta di reti su larga scala che possono includere diverse città se non un'intera regione. Oltre alla scala, un'ulteriore differenza più importante è che ogni componente della smartgrid sia provvisto di un sistema di comunicazione che permette l'invio di informazioni ad un centro di elaborazione dati che invierà comandi dove necessario per rendere la rete più efficiente, mentre per le microreti non viene esplicitata alcun tipo di comunicazione tra i vari componenti. Dal momento che un sistema smart di comunicazione si sta rilevando di successo è molto probabile che verrà esportato anche nel campo delle microreti, creando così un concetto che più volte è stato incrociato nella ricerca fatta per separare smartgrid da microreti, ovvero le cosiddette *smart – microgrids* [13].

Smartgrids in Europa

- PAN (Puglia Active Network) il progetto da 170 milioni di euro creato grazie al programma di finanziamento europeo NER 300 [14] e che prevede una smart grid attraverso l'intera Puglia, considerata la più grande rete intelligente del mondo. L'implementazione di PAN coinvolge circa il 50% delle linee di media tensione della Puglia e oltre 8000 cabine che saranno in grado di connettersi e scambiarsi dati tra loro attraverso una rete di telecomunicazione in tecnologia LTE. Gli obiettivi di questa smartgrid sono l'aumento dell'efficienza della rete elettrica (attraverso monitoraggio dei consumi delle abitazioni e attività commerciali) e lo sviluppo di un'infrastruttura efficiente di ricarica per veicoli elettrici integrata nella rete di distribuzione [15].
- Bidelek Sareak: smartgrid collocata nei Paesi Baschi nel nord della Spagna. Il primo obiettivo di questo progetto è quello assicurare alta qualità del servizio ai clienti, in modo da aiutare i fornitori di energia elettrica a seguire gli standard europei; il secondo obiettivo è quello di integrare generazione decentralizzata a basso impatto in modo da ridurre i costi in bolletta dei clienti e ridurre i costi operativi dei fornitori. Il progetto è stato completato nel 2016 con l'installazione di 407179 smart meters, la modernizzazione di 2036 centri di trasformazione e il rinnovamento di due stazioni primarie [16].
- DEMO: l'Agenzia per l'Energia Locale di Spodnje Podravje (LEASP) ha completato con successo il progetto DEMO, che riguardava la realizzazione di una nuova rete intelligente per l'asilo a Destrnik, in Slovenia. L'obiettivo principale e l'aspetto innovativo del progetto erano di incoraggiare altre municipalità a investire nelle tecnologie delle reti intelligenti e a diventare produttori e venditori di elettricità (prosumer). Il sistema di monitoraggio controlla l'intero sistema e misura l'elettricità prodotta, consumata, caricata e immessa in rete. Dall'avvio del sistema, sono state risparmiate 4,8 tonnellate di emissioni di CO_2 . Il consumo elettrico medio dell'asilo è di 65,8 MWh/anno. La produzione prevista dalla centrale fotovoltaica è di 26,4 MWh/anno. Dopo l'avvio del sistema, è stato scoperto un consumo nascosto di elettricità pari a 8,76 MWh/anno prima di essere eliminato. Il risparmio totale è stato stimato a 35,16 MWh/anno o €8.320 all'anno. Il periodo di ammortamento (comprensivo dell'investimento totale di €71.890) è di 8,6 anni. La tecnologia utilizzata comprende: centrale fotovoltaica - 24 kWp; batteria da 20 kWh (2 unità); inverter da 10 kW (2 unità), sistema di controllo della batteria 2x22 kW, dispositivi di protezione e il controllo dinamico della ricarica [17].

1.4 Microreti

Una microrete è un sistema decentralizzato, in cui vi è la produzione, distribuzione e consumo di energia elettrica, costituiti quindi da generatori da fonti rinnovabili, sistemi di stoccaggio e, nel caso delle smart-microgrids, un apparato per controllare tale sistema. Una microrete presenta diversi vantaggi sia economici che ecologici:

1. **Generazione da fonti rinnovabili:** vengono utilizzate (con dei limiti) fonti di energia pulite, come pannelli fotovoltaici e turbine eoliche, ma è possibile anche prevedere una cogenerazione dal momento che, per motivi spiegati precedentemente nella sezione 1.2, sono necessari generatori tradizionali che hanno la caratteristica di vitale importanza di essere controllabili, ad esempio microturbine o motori a combustione interna.
2. **Efficienza energetica:** date le dimensioni limitate della microrete è possibile diminuire drasticamente le perdite lungo le linee di distribuzione. Inoltre dal momento che la produzione e consumo sono costantemente monitorati dal centro di controllo della microrete, è possibile quindi adattare al meglio l'immissione di energia dei generatori in base alla domanda dell'utenza.
3. **Qualità del servizio elettrico:** essendo indipendente dalla rete principale, che data la sua estensione è più affetta da disservizi, la microrete può quindi fornire energia in modo continuativo aumentando quindi gli standard per la *power quality*.
4. **Riduzione dei costi energetici:** Le micro reti consentono la generazione di energia a livello locale utilizzando fonti rinnovabili, riducendo così la dipendenza dalle fonti energetiche tradizionali. Ciò può comportare una riduzione dei costi dell'energia a lungo termine, in quanto le fonti rinnovabili spesso hanno costi operativi e di manutenzione inferiori rispetto ai combustibili fossili.

Il funzionamento delle microreti in autonomia è critico, a causa dei possibili problemi nel controllo di tensione e della frequenza e quindi *stabilità*. Queste problematiche portano quindi la necessità di un centro di controllo con lo scopo di ottimizzare l'utilizzo delle risorse distribuite.

1.4.1 Configurazioni ed esercizio delle microreti

Esistono diverse configurazioni di micro reti, quindi la classificazione può avvenire in base all'ambito in cui la microrete viene utilizzata e sia in base all'esercizio in AC, DC o ibrida AC/DC.

1. Classificazione in base all'ambito di utilizzo:

- Microreti istituzionali e da campus: aggregano la generazione di energia elettrica in situ di diverse fonti energetiche dislocate in una area ravvicinata che ne semplifica la gestione [18].
- Microreti remote (off grid): microreti che non si connettono mai alla rete elettrica ed operano in modalità "isola" per motivi economici e di posizione geografica [19].
- Microreti di basi militari: sono microreti focalizzate sulla sicurezza fisica ed informatica di strutture militari di cui rappresentano fonti affidabili di energia elettrica [20].
- Microreti commerciali e industriali: microreti che stanno nascendo in America settentrionale e nell'Asia Pacifica (sebbene la mancanza di standard condivisi ne limiti la crescita). La loro installazione è dovuta alla necessità d'approvvigionamento di energia sicura e affidabile [13].

2. Classificazione delle microreti in base all'esercizio secondo l'articolo [21]:

- **Microreti in AC:** la tipologia di microrete più consolidata. Infatti utilizza l'architettura e tecnologie in AC, ormai già mature. Contiene generatori in AC e DC, carichi in AC e DC e sistemi di accumulo, che devono interfacciarsi con convertitori DC/AC dato che la distribuzione è in AC. Può operare in due modalità, ossia connessa alla rete (*Grid-connected*) oppure in isola (*islanded mode*). Nel funzionamento in grid-connected la frequenza e il valore di tensione sono gestiti dalla rete principale. Inoltre quando l'energia prodotta nella microrete eccede i consumi è possibile esportarla verso la rete principale, se al contrario è presente un deficit di produzione è possibile importare energia dalla rete principale, in attesa di avere gli accumuli carichi. Nel caso in cui i requisiti di power quality o di affidabilità non vengano rispettati, la microrete si separerà dalla rete principale operando in islanded mode: sarà quindi compito degli accumuli e delle risorse distribuite alimentare i carichi della stessa microrete. Il vantaggio di questo tipo di microrete è quello di non necessitare di cambiare le infrastrutture, dal momento che usa quelle già presenti per il funzionamento in AC, facilitando quindi l'installazione e connessione di altri carichi e/o risorse distribuite. Lo svantaggio invece è quello di dover obbligatoriamente utilizzare convertitori talvolta multistadio che vanno ad inficiare sul rendimento globale della microrete.
- **Microreti in DC:** l'aumento di carichi e generatori DC ha fatto sì che una microrete in DC risulti talvolta più vantaggiosa rispetto alla microrete AC più tradizionale. Il principio di funzionamento delle microreti DC è pressoché identico a quello delle microreti AC: la differenza è che è richiesta

una conversione AC/DC nel punto di connessione alla rete principale. I vantaggi di una microrete DC sono diversi: maggiore compatibilità dovuta alla crescita dei carichi DC, maggiore efficienza (le utenze in DC non richiedono una conversione), una migliore stabilità dato che non bisogna prevedere la regolazione in frequenza ma solo della tensione e non è presente potenza reattiva.

- **Microreti ibride AC/DC:** per quanto le microreti DC presentino molteplici vantaggi rispetto alle microreti AC, la loro applicazione risulta più ostacolata dal momento che la rete è prevalentemente in AC ed è quindi strutturata per il funzionamento in AC. Uno scenario più plausibile sarà quello di microreti ibride AC/DC, dove le strutture già esistenti in AC possano lavorare anche in presenza di nuove strutture in DC. Sembra probabile che, considerando l'evoluzione dei carichi che stanno passando da corrente alternata a corrente continua, una microrete di questo tipo diventerà sempre più diffusa. Ad esempio, per controllare ed effettuare un lavoro efficiente con un motore asincrono trifase classico, è necessario un convertitore con un bus in corrente continua. Un altro motivo che contribuisce a questa diffusione è la facilità con cui si potrebbero integrare risorse rinnovabili, senza dover dismettere la parte in corrente alternata.

1.4.2 Risorse distribuite

Le risorse distribuite DER (Distributed Energy Resources) sono l'insieme delle tecnologie di generazione di energia elettrica, e includono sia tecnologie rinnovabili che non rinnovabili. La tipologia di risorsa distribuita utilizzata dipende da diversi fattori, tra cui la localizzazione geografica della microrete, la sua topologia, la potenza totale che le risorse devono produrre per alimentare la microrete e la necessità della regolazione di tensione e frequenza che determina la presenza di generatori convenzionali. Esempi delle diverse tecnologie delle risorse di distribuzione sono:

- Generatori di energia rinnovabile: questi possono essere impianti fotovoltaici (pannelli solari), impianti eolici, microturbine o altre fonti di energia rinnovabile. Queste risorse sfruttano fonti di energia naturali e sostenibili per la generazione di elettricità.
- Generatori di energia convenzionale: alcune microreti possono includere generatori di energia convenzionale come motori a combustione interna o gruppi elettrogeni a gasolio. Questi generatori possono essere utilizzati come backup o come supporto alle risorse rinnovabili in caso di necessità.
- Sistemi di accumulo energetico: per gestire la variabilità delle fonti rinnovabili e garantire un'alimentazione continua, le microreti possono includere sistemi

di accumulo energetico come batterie o accumuli termici. Questi sistemi consentono di immagazzinare l'energia prodotta in eccesso e utilizzarla quando la produzione è inferiore alla domanda.

- Carichi gestibili: una microrete elettrica può anche includere carichi gestibili, ovvero dispositivi o sistemi che possono regolare il loro consumo di energia in base alle condizioni della rete. Ad esempio, i veicoli elettrici collegati alla rete possono essere programmabili per caricarsi quando l'energia è abbondante o meno costosa.

Degli esempi di risorse distribuite sono mostrati in Figura 1.1.

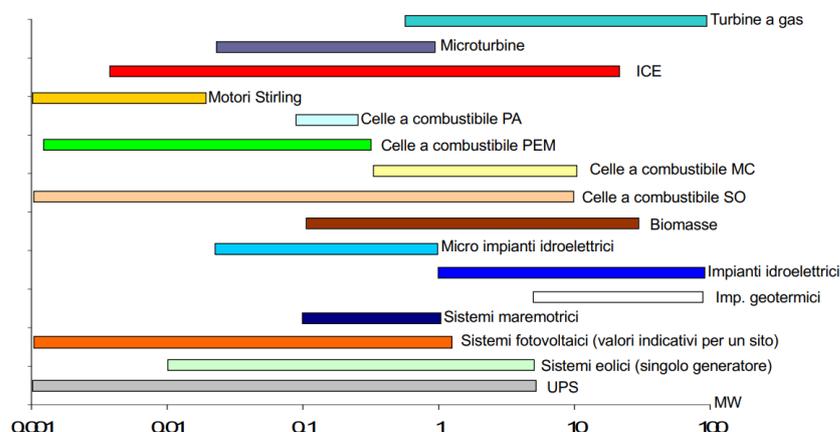


Figura 1.1: Risorse distribuite a seconda della taglia [22]

1.4.3 Regolamentazione dell'allacciamento delle microreti

Una microrete per poter operare deve sottostare a regolamenti e normative. In Italia, si parla quindi dell'Allegato A70 [23] al Codice di rete di Terna, nello specifico alla Regolamentazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita, che indica il campo di funzionamento degli impianti di produzione connessi in rete e deve seguire le normative CEI 0-21 per la connessione alla rete di utenti attivi e passivi in BT e CEI 0-16 per la connessione alla rete di utenze attive e passive. L'Allegato A70 contiene i requisiti tecnici a cui gli impianti di produzione di energia elettrica connessi alle reti di distribuzione MT e BT devono rispondere ai fini della sicurezza del sistema elettrico nazionale interconnesso. In particolare, ha lo scopo di prescrivere i requisiti minimi relativamente al campo di funzionamento in tensione e frequenza, controllo, protezioni e regolazioni.

Campo di funzionamento degli impianti di produzione

Tutti gli impianti di produzione e i relativi macchinari ed apparecchiature devono essere progettati per restare in parallelo anche in condizioni di emergenza e di ripristino di rete. In particolare gli impianti di produzione, in ogni condizione di carico, devono essere in grado di rimanere permanentemente connessi alla rete MT e BT per valori di tensione nel punto di consegna, compresi nell'intervallo $85\% V_n \leq V \leq 110\% V_n$ o nell'intervallo $90\% V_n \leq V \leq 105\% V_n$ misurato ai morsetti di macchina. Riguardo all'esercizio in parallelo con la rete MT/BT in funzione della frequenza, l'impianto di produzione non rotante deve essere in grado di rimanere connesso alla rete permanentemente, per valori di frequenza tra $47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$. Per gli impianti rotanti nello stesso intervallo è ammesso lo scostamento dai valori di produzione precedenti il transitorio nonché dai tempi di permanenza. Per soddisfare contemporaneamente le esigenze generali del Sistema Elettrico Nazionale, le esigenze delle Imprese di Distribuzione, nonché le esigenze degli utenti attivi (salvaguardia del macchinario di generazione) e dei clienti finali (qualità del servizio) è necessario adottare logiche di funzionamento in grado di selezionare soglie e tempi di intervento dei relè di frequenza sulla base di due diversi tipi di evento:

- guasto locale;
- perturbazione del sistema con variazione transitoria del sistema.

1.4.4 Regolazioni

1. Comportamento al transitorio di frequenza

Per il controllo dei transitori in frequenza, si richiede agli impianti di produzione statici connessi alle reti MT e BT:

- la capacità di ridurre la potenza immessa in rete in risposta ad una variazione della frequenza del sistema al di sopra di una soglia predefinita, ossia quando la frequenza è compresa tra 50,3 Hz e 51,5 Hz con uno statismo compreso tra il 2% e il 5% (regolazione della potenza in funzione della sovralfrequenza). Inoltre non è richiesta la variazione di potenza immessa in rete per frequenze comprese tra 47,5 Hz e 50,3 Hz;
- l'inserimento graduale della potenza immessa in rete in modo da minimizzare gli effetti sul sistema in caso di ripresa del servizio;
- l'avviamento con l'aumento graduale della potenza immessa in rete, che deve avvenire ad una frequenza di rete stabilizzata entro l'intervallo tra 49,9 Hz e 50,1 Hz. Il sistema di controllo dell'impianto dovrà consentire la taratura di rientro in un intervallo compreso tra 49 Hz e 51 Hz a step di

0.05 Hz; dovrà inoltre essere selezionabile il tempo minimo di permanenza in tale intervallo selezionabile tra 0 e 900 secondi a step di 5 secondi. Il Gestore è disponibile ad accettare soluzioni equivalenti, proposte dalle Imprese di distribuzione purché tali da assicurare le stesse prestazioni di cui ai punti precedenti a livello di aggregato;

2. Comportamento al transitorio di tensione

A salvaguardia del sistema elettrico nazionale per evitare perdite incontrollate di generazione distribuita in concomitanza con guasti sulla rete AAT e AT, che causano abbassamenti di tensione su aree, vengono prescritti due requisiti:

- limiti di funzionamento come quelli indicati precedentemente.
- l'insensibilità agli abbassamenti di tensione, cioè gli impianti di produzione statici connessi alle reti MT e BT di potenza nominale ≥ 6 kVA devono essere in grado di non disconnettersi istantaneamente durante l'abbassamento di tensione conseguente a un qualsiasi tipo di cortocircuito esterno;
- La capacità dell'impianto di produzione di rimanere connesso alla rete, secondo una curva "tensione – durata" predefinita (Low Voltage Fault Ride Through capability, LVFRT) mostrata in Figura 1.2;

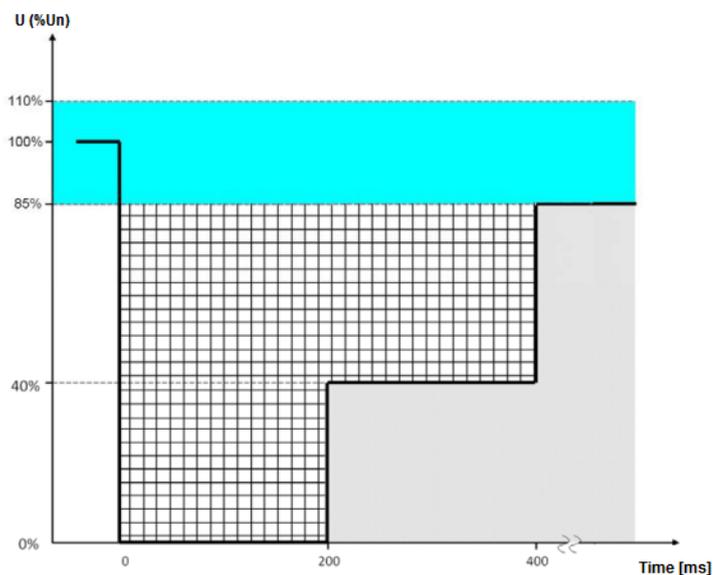


Figura 1.2: LVFRT [24]

1.4.5 Compatibilità delle protezioni degli impianti di produzione con le esigenze del sistema

Le protezioni di interfaccia possono interferire negativamente con il bilanciamento del Sistema Elettrico Nazionale. Per minimizzare tali effetti le predette protezioni devono essere in grado di garantire il distacco selettivo delle DG soltanto per guasti su reti MT e/o BT e garantire il mantenimento in servizio della DG per perturbazioni di sistema con variazione transitoria della frequenza. Tali protezioni sono gestite dagli Utenti Attivi sotto la vigilanza e coordinamento dell'Impresa di Distribuzione. Esse devono operare in accordo con i criteri di selettività in modo da:

- evitare danni ai generatori tradizionali dovuti a momenti torsionali provocati dalle richiuse implementate su tale rete in caso di guasti sui collegamenti (per i soli impianti di produzione tradizionali);
- limitare la probabilità di creazione di isole di carico in caso di apertura del tronco in MT;
- limitare i disturbi in tensione ad altri utenti in caso di funzionamento in isola.

Per gli impianti di produzione connessi alle reti MT, in presenza di segnali logici inviati dall'Impresa di Distribuzione, è sufficiente implementare una regolazione opportuna delle quattro soglie mostrate in Figura 1.4.4 e già attualmente previste nelle Regole Tecniche di Connessione. Per quanto riguarda le due soglie di massima frequenza, esse dovranno essere regolate come di seguito:

- una soglia restrittiva a 50,3 Hz (con tempo 0,1 s);
- una soglia permissiva a 51,5 Hz (con tempo 1,0 s).

Per quanto riguarda le due soglie di minima frequenza, esse dovranno essere regolate come di seguito:

- una soglia restrittiva a 49,7 Hz (con tempo 0,1 s);
- una soglia permissiva a 47,5 Hz (con tempo 4,0 s).

Viceversa, in caso di fenomeni locali (guasto, apertura dell'interruttore di cabina primaria o di un interruttore di manovra sezionatore lungo linea), l'Impresa di Distribuzione è in grado di comandare l'attivazione delle soglie restrittive, favorendo la disconnessione degli impianti di produzione connessi. In assenza di disponibilità dei segnali di commutazione da remoto, è necessario che gli Utenti Attivi si dotino di un sistema di protezione, sempre basato su informazioni locali, in grado di discriminare tra eventi di sistema ed eventi localizzati nella della rete di distribuzione.

Infatti, in caso di guasto locale (cortocircuito tra le fasi o guasto a terra nella rete MT dell'Impresa di Distribuzione), è possibile abilitare l'intervento della finestra di frequenza restrittiva (49,7 – 50,3 Hz) correlandone l'attivazione con una delle seguenti funzioni di protezione:

- massima tensione omopolare (59N) per il rilevamento dei guasti monofasi e polifasi con terra;
- massima tensione di sequenza inversa (59INV) per il rilevamento dei guasti bifase isolati da terra;
- minima tensione di sequenza diretta (27DIR) per il rilevamento dei guasti trifase (e bifase) isolati da terra.

In Figura 1.3 è mostrato un esempio della logica di funzionamento del sistema di protezione con alcuni dei relè sopra citati.

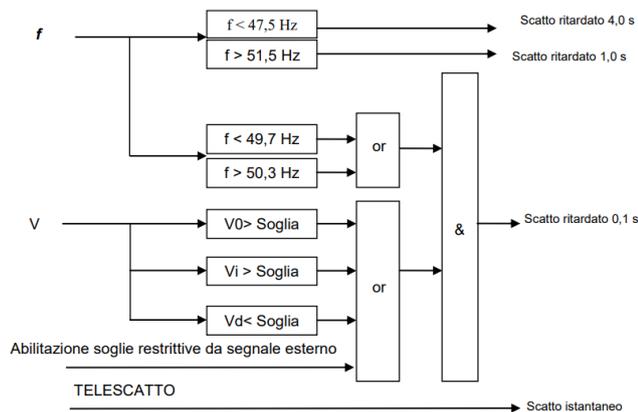


Figura 1.3: Logica di funzionamento per attivazione soglie dei relé di frequenza a sblocco voltmetrico [23]

Capitolo 2

Analisi della rete elettrica

2.1 Modellizzazione delle linee elettriche

Il sistema elettrico è un sistema costituito da diversi componenti, ossia generatori, carichi e la rete che permette la connessione di questi ultimi. Ognuno di questi componenti può essere a sua volta modellizzato con un modello non lineare o lineare, ma in questo caso l'interesse è spostato verso la modellizzazione della rete. La modellizzazione del sistema elettrico è un processo che coinvolge la rappresentazione matematica e computazionale dei componenti e dei comportamenti di un sistema elettrico. Questo processo consente di analizzare e simulare il funzionamento del sistema, valutare le prestazioni, identificare potenziali problemi e prendere decisioni informate per l'ottimizzazione e l'efficiente gestione dell'energia elettrica. Una rete generica è formata da due famiglie di elementi, cioè nodi e rami:

- **Nodi:** rappresentano sbarre di stazioni e cabine elettriche, quadri elettrici, morsetti dei generatori, carichi o trasformatori o derivazioni varie. Le grandezze principali presenti in un nodo sono:

I_{Gk} : corrente erogata dal generatore del nodo k -esimo.

I_{Lk} : corrente assorbita dai carichi del nodo k -esimo.

Y_{Tk} : ammettenza trasversale del nodo k -esimo.

I_{ki} : corrente passante dal nodo k -esimo al nodo i -esimo.

I_k : corrente iniettata dalla rete del nodo k -esimo.

I nodi sono di diverse tipologie, in base a come si vuole modellizzare il nodo:

- **Nodo PV (Potenza attiva-Tensione):** nodo in cui la potenza attiva e tensione sono specificati. Questi nodi rappresentano i generatori o le fonti di potenza controllate, in cui la potenza attiva viene mantenuta costante

a un valore specificato e la tensione può variare in base alle condizioni del sistema.

- Nodo PQ (Potenza Attiva- Potenza Reattiva): nodo in cui sia la potenza attiva che quella reattiva sono specificate. Questi nodi rappresentano carichi controllati o generatori non controllabili come quelli a fonti rinnovabili, in cui sia la potenza attiva che quella reattiva sono mantenute a valori noti.
- Nodo V δ (Tensione-Fase): rappresenta un generatore ideale di tensione, con lo scopo di bilanciare la potenza attiva e reattiva in una rete.

In seguito, in Figura 2.1, lo schema di un nodo generico.

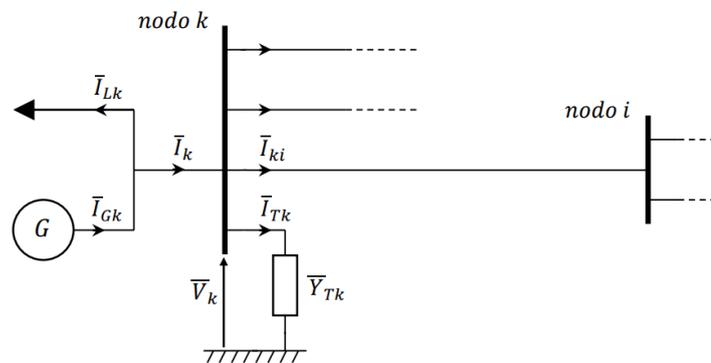


Figura 2.1: Schema di un nodo generico

- **Rami:** rappresentano le linee elettriche che connettono i nodi tra loro. La rappresentazione delle linee avviene semplicemente con un'impedenza Z_b , senza considerare eventuali capacità parassite e quindi elementi trasversali dal momento che si sta analizzando una rete in MT o BT dove l'effetto delle capacità parassite è pressochè trascurabile.

La topologia di rete è il modello geometrico (grafo) finalizzato a rappresentare le relazioni di connettività, fisica o logica, tra gli elementi costituenti la rete stessa, cioè i nodi. In base alla sua topologia la rete può essere indicato in diversi modi:

- **Rete Magliata (Figura 2.2):** configurazione interconnessa in cui il numero di rami della rete è maggiore dei nodi. Questo comporta che da un nodo partiranno e/o arriveranno più rami. In una rete magliata, l'energia può fluire in più direzioni, consentendo un flusso di energia più flessibile e ridondante. Una rete del genere è caratterizzata da maggiore affidabilità e continuità di servizio dal momento che se si presenta un guasto in un ramo, è possibile sempre disconnetterlo dalla rete e avendo a disposizione almeno un altro ramo che

permetta di alimentare il nodo. Lo svantaggio di una rete magliata è l'aspetto economico, poichè è necessario installare per ogni ramo due interruttori con protezione direzionale.

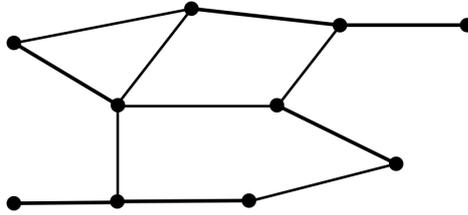


Figura 2.2: Schema di una rete magliata

- **Rete Radiale (Figura 2.3):** Configurazione in cui il numero dei nodi supera di uno il numero dei rami. Questo comporta che per ogni nodo vi è un solo ramo di arrivo. Una rete radiale è una rete che ha ottimizzato l'aspetto economico: difatti, vi è un unico interruttore a monte di tutta la rete. Il lato negativo che in caso di guasto su un ramo l'apertura dell'interruttore di protezione disalimenterà i nodi a valle.

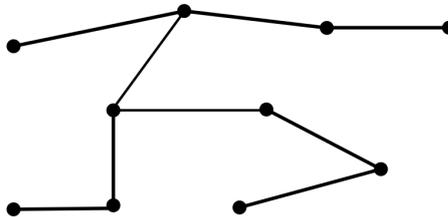


Figura 2.3: Schema di una rete radiale

Nel complesso, l'adozione di una rete elettrica radiale o magliata dipende dalle esigenze specifiche del sistema elettrico di una determinata area. Spesso le reti magliate sono preferite per la loro maggiore affidabilità, ma possono richiedere investimenti iniziali più elevati e una pianificazione più complessa. Un compromesso tra le due configurazioni è la rete debolmente magliata.

- **Rete debolmente magliata (Figura 2.3):** Configurazione che ha almeno una maglia, quindi ha il numero di rami maggiore del numero dei nodi. I vantaggi di questo tipo di rete sono dovuti al fatto che in caso di guasto è possibile rialimentare i nodi usando i rami che nel normale funzionamento

rimangono aperti, permettendo quindi di diminuire i costi delle protezioni e diminuire i tempi di mancata alimentazione.

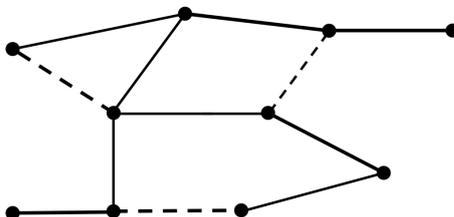


Figura 2.4: Schema di una rete debolmente magliata che viene esercitata radialmente, i rami aperti sono rappresentati con un tratteggio

La rappresentazione di una rete avviene con metodi matriciali: è richiesto quindi un metodo per convertire la topologia di una rete in una matrice. Prendendo in considerazione un sistema *radiale* e considerando la rete formata da nodi e rami, si va a nominare ogni nodo con un numero, in modo che i rami vengono a loro volta identificati tramite il numero del nodo di arrivo come nell'esempio seguente. La radialità della rete è una condizione necessaria per il metodo di calcolo del flusso di potenza tramite il metodo del Backward-Forward Sweep, perchè in una rete radiale la potenza si trasmette in un'unica direzione garantendone l'unicità della soluzione. In caso di rete magliata, esistono metodi di calcolo più complessi come il metodo di Newton-Raphson, che sono computazionalmente più intensi e potrebbero richiedere più tempo per convergere a una soluzione. In Figura 2.5 è presente un esempio di rete radiale in cui sono stati numerati rami e nodi secondo la logica per strati successivi utilizzata nel metodo matriciale.

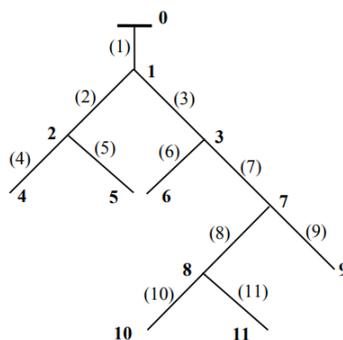


Figura 2.5: Esempio di una rete radiale con nodi e rami numerati [22]

La matrice che rappresenta la rete, chiamate matrice delle *incidenze* \mathbf{L} ha come colonne il numero dei nodi e come righe il numero dei rami. Viene costruita nel

seguinte modo:

$$\begin{cases} -1 & \text{per il nodo di arrivo del ramo considerato} \\ 1 & \text{per il nodo di partenza del ramo considerato} \\ 0 & \text{per il resto della matrice} \end{cases}$$

Facendo riferimento alla rete della Figura 2.5, si ottiene una matrice delle incidenze \mathbf{L} . Con questa matrice è possibile eseguire la verifica della radialità della rete, difatti calcolando il determinante di questa matrice è possibile determinare questa caratteristica:

$$\begin{cases} \det(\mathbf{L}) = -1 & \text{La rete è radiale} \\ \det(\mathbf{L}) = 1 & \text{La rete è radiale} \\ \det(\mathbf{L}) = 0 & \text{La rete non è radiale} \end{cases}$$

Invertendo la matrice delle incidenze \mathbf{L} si ottiene una matrice $\mathbf{\Gamma}$ che risulta utile nel metodo BFS. Tale matrice ha le due seguenti proprietà:

1. Leggendo le righe, gli elementi non nulli della matrice indicano quali rami formano il percorso dal nodo (ossia la riga che si sta leggendo) dal nodo di riferimento.
2. Leggendo le colonne, i componenti non nulli rappresentano i nodi che rimarrebbero isolati dalla rete tagliando il ramo considerato (la colonna che si sta leggendo).

In Figura 2.6 sono mostrate le matrici delle incidenze \mathbf{L} e matrice delle incidenze inversa $\mathbf{\Gamma}$ della rete radiale mostrata in Figura 2.5.

branch	node $\xrightarrow{\hspace{10em}}$		node	branch $\xrightarrow{\hspace{10em}}$
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11	$\mathbf{L} =$	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11
1	-1		1	-1
2	1 -1		2	-1 -1
3	1 -1		3	-1 -1
4	1 -1 -1		4	-1 -1 -1
5	1 -1 -1		5	-1 -1 -1
6	1 -1 -1		6	-1 -1 -1
7	1 -1 -1		7	-1 -1 -1
8	1 -1 -1		8	-1 -1 -1 -1
9	1 -1 -1		9	-1 -1 -1 -1
10	1 -1 -1		10	-1 -1 -1 -1
11	1 -1 -1		11	-1 -1 -1 -1

Figura 2.6: Matrici delle incidenze \mathbf{L} e matrice delle incidenze inversa $\mathbf{\Gamma}$ [22]

2.2 Modellizzazione dei carichi

I carichi della rete possono essere modellizzati in modo diverso dal momento che non tutti i carichi hanno lo stesso comportamento:

- **Carico costante:** questo è il modello di carico più semplice e assume che il carico richieda una potenza costante indipendentemente dalla tensione o dal flusso di potenza nella rete. È un'assunzione semplificata, ma può essere utilizzata per analisi iniziali o approssimate.
- **Carico impedenza costante:** questo modello assume che il carico sia costante, ma considera anche una componente reattiva (reattanza) costante che rappresenta la componente induttiva o capacitiva del carico. Questo modello risulta essere più accurato del precedente.
- **Carico dipendente dalla tensione:** questo modello tiene conto della variazione del carico in base alla tensione. In questo caso, il carico può essere modellato come un carico ad impedenza costante (potenza attiva e reattiva costanti) con una variazione proporzionale della potenza in base alla variazione della tensione.
- **Modelli di carico più complessi:** in analisi più avanzate, possono essere utilizzati modelli di carico più dettagliati che tengono conto di diversi fattori, come la tipologia di carico (residenziale, commerciale, industriale), il comportamento dinamico del carico, la variazione stagionale o oraria, e così via. Questi modelli possono richiedere dati più specifici sul carico e una maggiore precisione nell'analisi dei flussi di potenza.

2.3 Backward-Forward Sweep (BFS)

Il BFS è un metodo di calcolo per l'analisi delle reti iterativo, cioè richiede molteplici iterazioni per convergere alla soluzione. Ovviamente, il sistema analizzato deve avere una soluzione unica: è richiesto che la rete sia radiale, è richiesta la presenza di un criterio di stop, impostando una tolleranza, per evitare iterazioni e tempi di calcolo inutili. Questo metodo di calcolo, a differenza di altri metodi come ad esempio Newton-Raphson, non richiede una matrice Jacobiana, ovvero non è necessario effettuare delle derivate che richiedono un carico computazionale non trascurabile. Il motivo per cui si utilizza un metodo come il BFS e non il metodo di Newton-Raphson viene spiegato in [25], ovvero dal momento che si sta analizzando una rete di distribuzione avente un alto rapporto delle R/X delle linee, viene meno l'approssimazione del metodo Newton-Raphson in cui vi era la prevalenza delle

sottomatrici diagonali della matrice Jacobiana, che può portare talvolta ad una matrice Jacobiana singolare e quindi non è più possibile applicare tale metodo.

2.3.1 Backward sweep

Il nome di questa fase deriva dal fatto che partendo dai carichi alle estremità della rete si torna indietro alla "radice", ovvero al nodo detto di slack.¹ In questa fase vengono calcolate le correnti nei rami, partendo dalla tensione dell'iterazione precedente. Inizia calcolando la corrente ai nodi, il tipo di calcolo dipenderà dal modello utilizzato per descrivere i carichi:

- Carico a potenza costante al nodo h con potenza complessa \bar{S}_{Ch}^* :

$$\bar{I}_{Sh}^{(k)} = \bar{S}_{Ch}^* / \bar{V}_h^{*(k-1)} \quad (2.1)$$

- Carico ad impedenza costante al nodo i avente impedenza Z_{Ci} :

$$\bar{I}_{Si}^{(k)} = \bar{V}_i^{(k-1)} / \bar{Z}_{Ci} \quad (2.2)$$

dove k è il numero dell'iterazione.

Una volta ottenuto il vettore delle correnti ai nodi $\underline{\mathbf{i}}_s^{(k)}$ è possibile calcolare il vettore delle correnti ai rami all'iterazione k conoscendo e trasponendo la matrice inversa delle incidenze $\mathbf{\Gamma}$:

$$\underline{\mathbf{i}}_B^{(k)} = \mathbf{\Gamma}^T \underline{\mathbf{i}}_s^{(k)} \quad (2.3)$$

2.3.2 Forward sweep

Il nome di questa fase come nella fase di backward sweep deriva dal fatto che partendo dal nodo di slack si arriva man mano ai nodi più estremi. In questa fase vengono calcolate le tensioni ai nodi attraverso le correnti nei rami calcolati nella fase precedente e dalla matrice delle impedenze della rete Z_B :

$$\underline{\mathbf{v}}^{(k)} = V_0 \mathbf{1} - \mathbf{\Gamma} \bar{Z}_B \underline{\mathbf{i}}_B^{(k)} \quad (2.4)$$

dove:

¹**N.B.:** Con "slack" si intende il nodo numero 0, che in una rete di distribuzione connessa alla rete di trasmissione. La presenza del nodo di slack permette di definire un sistema di riferimento coerente e di calcolare le tensioni relative e le potenze delle altre parti della rete rispetto a questo nodo principale. Generalmente può essere utilizzato come riferimento di tensione e di fase, dipendentemente dai requisiti del metodo di calcolo utilizzato.

- N è il numero di nodi della rete;
- $\mathbf{1}$ è un vettore $N \times 1$ in cui ogni elemento è pari a 1;
- La matrice $\mathbf{\Gamma}$ ha lo scopo di dare l'informazione relativa a come le impedenze sono connesse tra loro in base alla topografia della rete;
- il prodotto $\mathbf{\Gamma} \bar{\mathbf{Z}}_B \mathbf{i}_B^{(k)}$ rappresenta la caduta di tensione dal nodo considerato al nodo di slack.

2.3.3 Criterio di stop

Se esiste una soluzione, le iterazioni convergeranno ad un risultato ma in modo asintotico: prevedere un criterio di stop è, quindi, fondamentale. Si definisce una tolleranza ϵ e la si va a confrontare con la più grande variazione di tensione al nodo tra iterazioni successive:

$$\max_i \left\{ \frac{|\bar{V}_i^{(k)} - \bar{V}_i^{(k-1)}|}{\bar{V}_i^{(k)}} \right\} < \epsilon \quad (2.5)$$

In questo modo il BFS termina quando l'errore relativo tra un'iterazione e l'altra è minore della tolleranza.

2.3.4 Convergenza del BFS

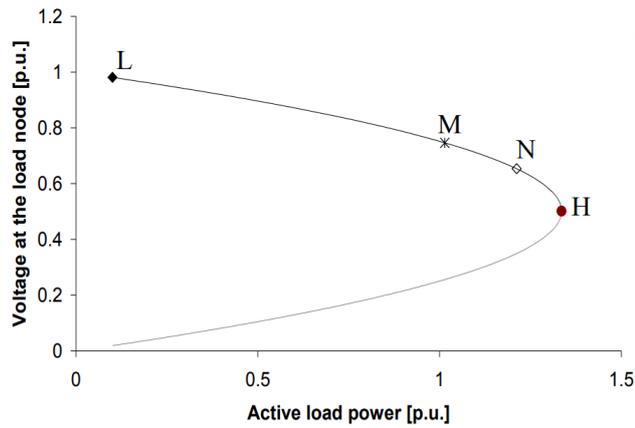
La convergenza è generalmente raggiunta quando le tensioni convergono a un valore stabile e le differenze tra le tensioni calcolate in iterazioni successive diventano sufficientemente piccole.

Ipotizzando tutti i carichi ad impedenza costante:

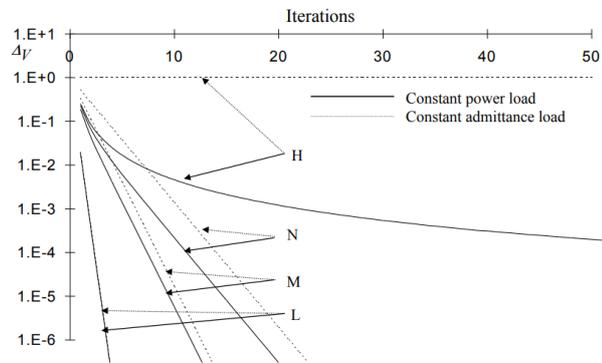
1. il processo iterativo può essere visto come: $\underline{\mathbf{v}}^{(k)} = \underline{\mathbf{v}}^{(0)} + \mathbf{B} \underline{\mathbf{v}}^{(k-1)}$
2. considerando il massimo autovalore $\rho(\mathbf{B})$ calcolato dalla matrice \mathbf{B} , si ha convergenza se e solo $\rho(\mathbf{B}) < 1$
3. dal momento che $\rho(\mathbf{B}) \leq \|\mathbf{B}\|$ per ogni tipo di norma di B , una condizione sufficiente per la convergenza è $\|\mathbf{B}\| < 1$

Nell'algoritmo BFS la convergenza può essere influenzata da vari fattori, come la configurazione della rete elettrica, le condizioni iniziali delle tensioni, la presenza di carichi squilibrati o la complessità delle interconnessioni. Pertanto, nella pratica, l'implementazione dell'algoritmo e il criterio di convergenza devono essere attentamente scelti per garantire una corretta analisi e una convergenza stabile. Un altro modo di vedere il comportamento della convergenza è attraverso la curva PV

come in Figura 2.7.a, detta anche "curva a naso". In questa curva la convergenza si ha solo nel tratto superiore. La matrice \mathbf{B} viene scomposta nel seguente modo: $\mathbf{B}^{(k)} = -\mathbf{Z}\mathbf{Y}$, dove \mathbf{Z} è la matrice delle impedenze delle linee e \mathbf{Y} è la matrice delle ammettenze dei nodi. Quindi la condizione di convergenza si ha solo quando $\mathbf{Z}\mathbf{Y} < 1$, con un caso limite in cui si ha $arg(\mathbf{Z}) = arg(\mathbf{Y})$. Il punto H della curva PV rappresenta il caso in cui si ha $arg(\mathbf{Z}) = arg(\mathbf{Y})$. Ciò che differenzia gli altri punti sulla curva è il numero di iterazioni e quindi il tempo per raggiungere la convergenza, In Figura 2.7.b viene mostrato il comportamento tra convergenza e numero di iterazioni:



(a)



(b)

Figura 2.7: Curva a naso (Figura a) e tempi di convergenza (Figura b) [22]

In Figura 2.7.b è possibile notare come più si è vicini al caso L più velocemente l'errore tra iterazioni diminuisce, mentre più ci si allontana più lento diventa il processo di convergenza. Nell'immagine è possibile anche notare come il modello scelto per caratterizzare i carichi influisca sulla velocità di convergenza, l'istanza

più estrema è il caso H in cui si è utilizzato un modello di carico ad impedenza costante che non permette di raggiungere la convergenza.

Capitolo 3

BFS con droop control

Il metodo di calcolo del BFS classico viene utilizzato per reti di distribuzione in cui è previsto un allacciamento alla rete principale, in cui quindi nel modello è presente un nodo slack, implicando che la regolazione di frequenza e di tensione viene fatta dalla rete di trasmissione a cui sono collegati generatori di grandi taglie che possono erogare con facilità potenza attiva e reattiva richieste per la regolazione. Nelle microreti che lavorano in isola questo nodo slack non è presente, quindi è necessario utilizzare le risorse distribuite per regolare tensione e frequenza in modo che gli standard richiesti dall'allegato A70 [23] visti nel Capitolo 1 siano rispettati. Per far sì che questi requisiti siano rispettati viene utilizzata una tecnica di controllo chiamata *Droop Control*.

Nonostante siano presenti molteplici varianti nella letteratura, il metodo della regolazione tramite droop control si basa generalmente su due grandezze della rete, ovvero frequenza e tensione. La regolazione di queste due grandezze avviene tramite dei coefficienti di droop m_P e m_Q che vengono utilizzati per correlare rispettivamente potenza attiva generata con la frequenza e potenza reattiva generata con tensione di nodo nel seguente modo:

$$\Delta f = m_P \Delta P_G \quad (3.1)$$

$$\Delta V = m_Q \Delta Q_G \quad (3.2)$$

I valori dei coefficienti di droop indicano quanto un generatore deve variare la potenza attiva o reattiva generata al variare di frequenza o tensione al nodo, permettendo quindi una condivisione omogenea del carico tra i generatori.

3.1 Droop Control Classico

Il droop control detto "classico" è un metodo di controllo che considera come grandezze da controllare di frequenza e tensione e le correla alle potenze generate tramite

dei coefficienti di droop, quindi non presenta ulteriori calcoli o modellizzazioni dei componenti della microrete. Dal momento che non si sta più trattando una rete di distribuzione connessa alla rete di trasmissione, ma una microrete in funzionamento in isola bisogna ridefinire il concetto di nodo slack. Il nodo slack, per definizione, è il nodo che si occupa di bilanciare le potenze attive e reattive richieste dalla rete e siccome a monte dello slack è presente un'intera rete di trasmissione capace di fornire potenza idelamente infinita, non si pone il problema della regolazione di tensione e frequenza. In una microrete lo slack non esiste: si usa quindi un nodo come riferimento di tensione e di frequenza e si gestiscono le altre risorse distribuite per azzerare le variazioni di tensione e frequenza rispetto a questo nodo. Questo richiede che il nodo di riferimento sia poco sensibile alle variazioni di carico; in altre parole necessita un valore basso di coefficiente di droop. Prendendo come esempio Figura 3.1 più il valore di m_P (o m_Q) è basso più la retta avrà una pendenza maggiore e quindi a pari variazione di potenza si avrà una minor variazione di frequenza (o tensione). Nell'articolo [26] vengono mostrate le equazioni

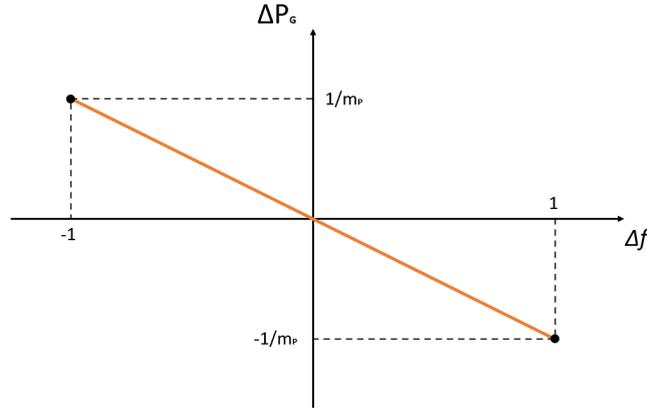


Figura 3.1: Coefficiente m_P come rapporto tra la variazione di potenza attiva e frequenza

di potenza attiva e reattiva dei generatori:

$$P = \frac{VE}{Z} \cos(\theta - \delta) - \frac{V^2}{Z} \cos(\theta) \quad (3.3)$$

$$Q = \frac{VE}{Z} \sin(\theta - \delta) - \frac{V^2}{Z} \sin(\theta) \quad (3.4)$$

dove:

- V : valore efficace della tensione di rete nel nodo di connessione del generatore con $\angle V = 0$ rad

- E : valore efficace della tensione ai capi del generatore con $\angle E = \delta$
- δ : angolo di tensione
- θ : angolo dell'impedenza
- Z : impedenza del feeder con $\angle Z = \theta$

In sistemi alimentati in alta tensione l'impedenza della rete è molto più grande della resistenza della rete, ossia il rapporto X/R è molto elevato. Questo permette di ipotizzare $\theta = \frac{\pi}{2}$, quindi le equazioni precedenti diventano:

$$P \simeq \frac{VE}{X}\delta \quad (3.5)$$

$$Q \simeq \frac{V(E - V)}{X} \quad (3.6)$$

Si può notare come esista un accoppiamento tra potenza attiva e angolo di fase e tra potenza reattiva e tensione di rete (del nodo). Dal momento che l'angolo δ non è noto a priori si utilizza la variazione di frequenza come grandezza misurata:

$$f = f_0 - m_P \Delta P \quad \rightarrow \quad \Delta f = -m_P \Delta P \quad (3.7)$$

$$V = V_0 - m_Q \Delta Q \quad \rightarrow \quad \Delta V = -m_Q \Delta Q \quad (3.8)$$

Una microrete però non è un sistema alimentato in alta tensione, il che rende l'ipotesi legata al rapporto X/R non valida. Questa problematica verrà poi approfondita nel dal paragrafo 3.2 in poi, in cui vengono presentate le varianti di droop control che sono state sviluppate per ovviare a questa problematica.

3.1.1 Algoritmo

Il droop contro classico è un algoritmo formato da due cicli, uno interno ed uno esterno. Il ciclo interno si occupa di trovare l'equilibrio tra generazione e carico di potenza attiva, in modo da portare la frequenza al valore nominale (quindi $\Delta f = 0$). Il ciclo esterno si occupa invece di trovare l'equilibrio tra generazione e carico di potenza reattiva, adattando la tensione di riferimento della microrete.

Ciclo interno

Questo ciclo inizia con il backward sweep del BFS, ipotizzando note le tensioni ai nodi e ipotizzando noto il valori di deviazione di frequenza Δf . Conviene approfondire ora il significato di questa grandezza in modo che lo step successivo sia più chiaro: $\Delta f = f - f_0$

- f è la frequenza effettiva della rete
- f_0 è la frequenza nominale della rete, ossia 50 Hz (oppure 60 Hz se ci si trova in America o alcune aree del Giappone)

In base al segno di Δf è possibile distinguere due casi:

1. **Rete attiva:** la frequenza della rete è maggiore della frequenza nominale a causa di un eccesso di generazione, è quindi necessario che il controllo invii un segnale ai generatori per diminuire la potenza attiva immessa.
2. **Rete passiva:** la frequenza della rete è minore della frequenza nominale a causa di un eccesso di carico, è quindi necessario che il controllo invii un segnale ai generatori per aumentare la potenza attiva immessa.

Il primo step del backward sweep consiste nel calcolare la potenza attiva che i generatori nella microrete devono generare:

$$\Delta P_{Gi} = -\frac{\Delta f}{m_{P_i}}, \quad i = 2, \dots, N \quad (3.9)$$

in cui N nodi sono i nodi della rete compreso il nodo slack. I nodi non aventi un generatore che partecipa alla generazione sono considerati con un valore di m_{P_i} e m_{Q_i} infinito e differenza dell'articolo [25] i valori di m_{P_i} vengono considerati positivi, il segno - viene tenuto all'esterno. Il segno meno in questa equazione fa sì che in caso di un $\Delta f < 0$ la variazione di potenza di generare sia positiva dato che si è in presenza di una rete passiva, e viceversa in caso di un $\Delta f > 0$ la variazione di potenza di generare sia negativa dato che si è in presenza di una rete attiva. Il nodo $i=1$ è considerato il generatore di riferimento, nodo che non viene considerato nel ciclo interno. Note le variazioni di potenza attiva e reattiva (calcolate nel ciclo esterno) si aggiorna la potenza apparente della rete nel seguente modo:

$$S_i = (P_{Li} + P_{Gi}^0 + \Delta P_{Gi}) + j(Q_{Li} + Q_{Gi}^0 + \Delta Q_{Gi}) \quad (3.10)$$

L'algoritmo procede con una iterazione del BFS classico in modo da ottenere tensioni ai nodi e correnti dei rami, per poter calcolare la potenza apparente della rete che sarà quindi pari alla potenza che dovrà immettere il generatore al nodo di riferimento:

$$\bar{S}_{G1} = \bar{V}_{rif} \bar{I}_{ramo1}^* \quad (3.11)$$

La cui parte reale rappresenta la potenza attiva P_{G1} . Questa potenza attiva è composta da due componenti, una che rappresenta la potenza che viene già erogata e una componente dovuta alla variazione di frequenza:

$$P_{G1} = P_{G1}^0 + \frac{\Delta f}{m_{P_1}} \quad (3.12)$$

Al nodo di riferimento la somma delle potenze entranti e uscenti deve essere nulla, quindi la potenza attiva generata dal generatore deve essere uguale alla potenza attiva richiesta dalla rete:

$$P_{G1} + P_{rete} = P_{G1}^0 + \frac{\Delta f}{m_{P1}} + P_{rete} = 0 \quad (3.13)$$

L'equazione precedente viene utilizzata per calcolare la nuova variazione di frequenza della rete:

$$\Delta f = m_{P1} (P_{G1}^0 - P_{rete}) \quad (3.14)$$

La potenza P_{rete} rappresenta la potenza attiva richiesta dalla rete che coincide con la potenza attiva immessa dal nodo di riferimento P_{G1} all'iterazione precedente. La potenza P_{G1} deve essere poi aggiornata tenendo conto dell variazione di frequenza:

$$P_{G1}^k = P_{G1}^{k-1} - \frac{\Delta f^k}{m_{P1}} \quad (3.15)$$

Criterion di stop del ciclo interno

Il ciclo interno ha lo scopo di controllare la variazione di frequenza portandola a zero, ma siccome ci troviamo in un algoritmo ad iterazioni conviene imporre una tolleranza a cui deve sottostare il valore di Δf . La convergenza è assicurata dal fatto che la variazione di potenza attiva dei generatori è calcolata in base a Δf , distinguendo i seguenti casi:

1. Rete Passiva $\Delta f < 0$

a. $P_{rete} > P_{G1}$

- Tutti i generatori devono immettere più potenza attiva
- $\Delta f < 0 \rightarrow \Delta f = m_{P1} (P_{rete} - P_{G1}^0)$

b. $P_{rete} < P_{G1}$

- Eccesso di generazione da parte del generatore di riferimento
- $\Delta f > 0 \rightarrow \Delta f = m_{P1} (P_{G1}^0 - P_{rete})$

2. Rete Attiva $\Delta f > 0$

a. $|P_{rete}| > |P_{G1}|$

- Eccesso di generazione, tutti i generatori devono diminuire la potenza attiva immessa
- $\Delta f > 0 \rightarrow \Delta f = m_{P1} (-P_{rete} - P_{G1}^0)$

b. $|P_{rete}| < |P_{G1}|$

- Eccesso di generazione, tutti i generatori devono diminuire la potenza attiva immessa

Ciclo esterno

Come indicato, il ciclo interno esegue il calcolo dei flussi di potenza nella microrete e porta la variazione di frequenza a zero ipotizzando una tensione al nodo di riferimento costante uguale ad un valore iniziale o a quello della iterazione precedente V_0 . Ma dal momento che anche la produzione di potenza reattiva viene condivisa tra tutti i generatori della microrete, l'ipotesi di avere una tensione di riferimento costante non può essere mantenuta, dato che la tensione varierà in funzione della variazione di potenza reattiva e del coefficiente di droop:

$$m_{Qi} = \frac{\Delta V_i}{\Delta Q_{Gi}} \quad (3.16)$$

Per assicurare la convergenza del codice come spiegato in [25] è necessario aggiornare la tensione di riferimento attraverso ΔV con un ciclo esterno. Questo ciclo esterno essenzialmente funziona come il ciclo interno per la frequenza ma le grandezze fisiche in gioco sono diverse. Si calcola, prima che il ciclo interno abbia inizio, la variazione di potenza reattiva:

$$\Delta Q_{Gi} = -\frac{\Delta V_1}{m_{Qi}}, \quad i = 2, \dots, N \quad (3.17)$$

Queste variazioni di potenza reattiva vengono utilizzate dal ciclo interno assieme agli altri input, come la variazione di frequenza iniziale, la variazione di tensione iniziale e il valore di tensione di riferimento iniziale, solitamente pari a 1. Una volta concluso il ciclo interno viene fatto di nuovo il confronto tra le potenze entranti e uscenti al nodo di riferimento ma in questo caso con la potenza reattiva:

$$Q_{G1} = Q_{G1}^0 + \frac{\Delta V_1}{m_{Q1}} \quad (3.18)$$

Anche in questo caso la potenza reattiva generata dal generatore al nodo di riferimento può essere vista come la somma di una potenza reattiva erogata sin da subito più una parte dovuta alla variazione di tensione. Calcolando l'equilibrio delle potenze si ottiene:

$$Q_{G1} + Q_{rete} = Q_{G1}^0 + \frac{\Delta V_1}{m_{Q1}} + Q_{rete} = 0 \quad (3.19)$$

da cui:

$$\Delta V_1 = m_{Q1} (Q_{G1}^0 - Q_{rete}) \quad (3.20)$$

Una volta calcolata la variazione di tensione al nodo di riferimento ΔV_1 è necessario aggiornare sia la tensione al nodo di riferimento e sia la potenza reattiva generata dal nodo di riferimento:

$$V_1^k = V_1^{(k-1)} - \Delta V_1^k \quad (3.21)$$

$$Q_{G1}^k = Q_{G1}^{k-1} - \frac{\Delta V_1^k}{m_{Q1}} \quad (3.22)$$

Criterio di stop del ciclo esterno

Anche il ciclo esterno è un algoritmo ad iterazioni, quindi per interrompere il ciclo si confronta la variazione di tensione con una tolleranza impostata.

Condizioni iniziali

Per far sì che l'algoritmo funzioni sono necessarie delle condizioni iniziali, per quanto concerne la variazione di frequenza, la variazione di tensione del nodo di riferimento e le tensioni iniziali ai nodi.

- **Variazione di frequenza Δf_0 :** dall'articolo [25] viene consigliato il metodo di calcolo per la stima iniziale di variazione di frequenza, tenendo conto delle potenze attive generate e di carico iniziali della rete e tenendo conto di tutti i coefficienti di droop.

$$\Delta f_0 = \left(\sum_{i \in G} m_{P_i}^{-1} \right)^{-1} \left(\sum_{i=1}^N P_{Li} + \sum_{i=1}^N P_{Gi}^0 \right) \quad (3.23)$$

- **Variazione di tensione al nodo di riferimento ΔV_1 :** sempre l'articolo [25] consiglia un metodo per stimare tale valore:

$$\Delta V_{1,0} = \left(\sum_{i \in G} m_{Q_i}^{-1} \right)^{-1} \left(\sum_{i=1}^N Q_{Li} + \sum_{i=1}^N Q_{Gi}^0 \right) \quad (3.24)$$

Tuttavia è possibile ipotizzare un valore nullo ottenendo comunque convergenza.

- **Tensioni ai nodi V_i :** come avviene nel BFS solitamente il vettore di tensioni iniziali viene ipotizzato con tutte le tensioni unitarie, ovviamente se queste sono espresse in pu.

Schema algoritmo

```

▷ ciclo Esterno
while  $|\Delta V_1| > \epsilon_V$  do
     $V_0' \leftarrow V_0$            ▷ Aggiorno il valore di tensione del nodo di riferimento
    ▷ ciclo Interno
    while  $|\Delta f| > \epsilon_f$  do
         $\Delta P_{Gi} \leftarrow -\frac{\Delta f}{m_{Pi}}, i \neq 1$            ▷ Calcolo le variazioni di potenza attiva
         $\Delta Q_{Gi} \leftarrow -\frac{\Delta V_1'}{m_{Pi}}, i \neq 1$        ▷ Calcolo le variazioni di potenza reattiva
        Aggiorno le potenze apparenti dei nodi  $S_i, i \neq 1$ 
        ▷ Inizia il BFS
         $i_s \leftarrow \frac{S_i^*}{V_i^*}, i \neq 1$            ▷ Calcolo le correnti ai nodi
                                                    ▷  $V_i$  sono le tensioni ai nodi
         $i_b \leftarrow \Gamma^T i_s$            ▷ Calcolo le correnti ai rami
         $V_i \leftarrow V_0' - \Gamma Z_b i_b$            ▷ Calcolo nuove tensioni ai nodi
         $P_{rete} \leftarrow \Re(V_0' i_{b1})$            ▷ potenza attiva richiesta al nodo di riferimento
         $\Delta f \leftarrow m_{P1}(P_{G1} + P_{rete})$            ▷ Calcolo la variazione di frequenza
         $P_{G1} = P_{G1} - \frac{\Delta f}{m_{P1}}$            ▷ Aggiorno la potenza attiva
    end while
     $Q_{rete} \leftarrow \Im(V_0' i_{b1})$            ▷ potenza reattiva richiesta al nodo di riferimento
     $\Delta V_1 \leftarrow m_{Q1}(Q_{G1} + Q_{rete})$            ▷ Calcolo la variazione di tensione
     $Q_{G1} = Q_{G1} - \frac{\Delta V_1}{m_{Q1}}$            ▷ Aggiorno la potenza reattiva
     $V_0 = V_0' - \Delta V_1$ 
end while

```

3.2 Droop Control Resistivo

Nell'articolo [26] viene presentato un metodo di droop control di tipo resistivo, che ipotizza le linee puramente resistive. Questo comporta che le equazioni per il droop control, si modifichino come segue:

$$f = f_0 + m_Q Q \quad (3.25)$$

$$V = V_0 - m_P P \quad (3.26)$$

Questo algoritmo permette di ottenere un controllo con ottime prestazioni in microreti aventi linee altamente resistive. Il problema, quindi sta nel fatto che il campo di applicazione di tale controllo è limitato ad una piccola porzione di microreti. Sempre dalle analisi indicate in [26] si evince che, oltre ai vantaggi citati precedentemente, sebbene il droop control resistivo dimostri una notevole capacità di condivisione

della potenza reattiva tra i vari generatori, presenta un'inadeguata distribuzione della potenza attiva. Quest'ultima manifesta comportamenti oscillatori a causa del fatto che la regolazione della potenza reattiva avviene attraverso un parametro, la frequenza, che è uniforme per tutti i generatori presenti nella microrete. Queste oscillazioni aumentano con l'aumento del rapporto X/R , andando a confermare ulteriormente il fatto che questo tipo di controllo è adatto solamente a microreti con linee altamente resistive.

3.3 Droop Control con Impedenza virtuale

Un metodo alternativo sempre proposto da [26] è il metodo dell'impedenza virtuale, ovvero si va ad aumentare il rapporto X/R della microrete per simulare l'inserzione di un'impedenza fisica in serie con il generatore per modificarne la tensione. Con l'impedenza virtuale Z_v , la corrente immessa dal generatore i_o , la tensione del generatore v_{ref} , la nuova tensione del generatore è data da:

$$\bar{V}'_{ref} = \bar{V}_{ref} - \bar{Z}_v \bar{I}_o \quad (3.27)$$

L'impedenza virtuale solitamente è di tipo induttivo per aumentare il rapporto X/R della microrete, ma può anche essere utilizzata per abbassare tale rapporto in modo da aumentare le prestazioni del controllo dal momento che abbassare X/R aumenta lo smorzamento. Dall'articolo [27] viene mostrato come scegliere il valore dell'impedenza virtuale: deve prima di tutto essere tale che l'impedenza di linea risulti trascurabile rispetto all'impedenza virtuale, il che viene confermato da [26], e il suo valore deve essere tale da bilanciare la distribuzione di potenza reattiva dei generatori attraverso la caduta di tensione ai nodi.

$$\bar{V}_{drop1} = (\bar{Z}_{l1} + \bar{Z}_{v1}) \bar{I}_{l1} = \bar{V}_{drop2} = (\bar{Z}_{l2} + \bar{Z}_{v2}) \bar{I}_{l2} \quad (3.28)$$

Fatto questo si sceglie un nodo in cui l'impedenza virtuale è nulla e in questo modo si calcola l'impedenza virtuale dei vari generatori della microrete:

$$\bar{Z}_{v2} = \bar{Z}_{l1} - \bar{Z}_{l2} \quad (3.29)$$

ipotizzando $\bar{Z}_{l1} > \bar{Z}_{l2}$

Uno dei problemi che si possono riscontrare con questo metodo è dovuto alla possibilità che si instaurino tensioni troppo basse ai terminali della microrete, portando all'instabilità. Dai test condotti in [26] si conclude che è possibile utilizzare il droop control con impedenza virtuale ed adattarlo per migliorare il *power sharing* dei generatori. Tuttavia, questo adattamento dipende ancora dalle dimensioni e dalla posizione dei carichi, oltre che da altri cambiamenti del punto di lavoro delle microreti. Per microreti di piccole dimensioni, è possibile ottenere

una stima iniziale ragionevole su quali generatori distribuiti convenga inserire l'impedenza virtuale e il suo valore. Tuttavia, per microreti più grandi, può essere difficile fare una buona stima iniziale, e tali adattamenti devono essere adattabili al punto di lavoro richiesto da tale microrete.

3.4 Droop Control Generalizzato

Se nelle linee di una microrete né la reattanza né la resistenza possono essere trascurate non è possibile disaccoppiare le equazioni di potenza attiva e reattiva; quindi, una variazione dell'angolo di carico δ comporta una variazione sia di potenza attiva e reattiva. Un metodo per disaccoppiare le due equazioni è attraverso una matrice di rotazione, che ruota in base al rapporto X/R della microrete e quindi in base all'angolo θ :

$$\begin{bmatrix} P' \\ Q' \end{bmatrix} = \mathbf{T}_{PQ} \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin(\theta) & -\cos(\theta) \\ \cos(\theta) & \sin(\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

Da questa equazione si può notare come se $\theta = 0^\circ$ (quindi una linea puramente resistiva) si ottiene $P' = -Q$ e $Q' = P$, esattamente come accade nel droop control resistivo, nel caso opposto con un $\theta = 90^\circ$, le equazioni diventano $P' = P$ e $Q' = Q$ come nel droop control classico. Se il parametro θ non è noto la letteratura che è stata analizzata suggerisce di utilizzare un valore $\theta = 45^\circ$. Questa tecnica, rispetto al droop control classico, dimostra un miglior transitorio, un miglior comportamento durante il transitorio di un corto-circuito e nel caso resistivo si ha un controllo più efficiente di frequenza e tensione. Uno svantaggio è che è necessario conoscere l'angolo θ quindi un parametro in più da controllare e da [26] si può notare che i problemi di condivisione di potenza si manifestano sia nella potenza attiva che in quella reattiva, poiché la tensione è utilizzata per regolare entrambe le potenze. Pertanto, anche se il droop generalizzato ha i suoi vantaggi, peggiora la condivisione di potenza rispetto al droop convenzionale.

3.5 Droop Control Adattativo

Il droop control convenzionale ha diverse problematiche a causa della dipendenza del valore delle impedenze delle linee, problematiche collegate alla suddivisione della potenza da generare e talvolta una lenta risposta alle variazioni del sistema. L'articolo [27] propone un tipo di controllo in cui vi è un focus sui valori delle tensioni ai nodi e allo sharing della potenza reattiva. Si confronta la potenza reattiva erogata con un valore di potenza reattiva di riferimento Q_{ref} ; se questo valore è

inferiore, quindi $Q_{gen} < Q_{ref}$, si segue la classica equazione che lega tensione del nodo e potenza reattiva:

$$E = E_0 - m_Q Q \quad (3.31)$$

Nel caso in cui la potenza reattiva supera il valore di riferimento Q_{ref} all'equazione mostrata sopra si aggiunge un termine:

$$E = E_0 - m_Q Q - m_{add}(Q - Q_{ref}) \quad (3.32)$$

Prendendo come riferimento la Figura 3.2, quando si ha $Q > Q_{ref}$ l'andamento $E - Q$ passa dalle rette 10 e 20 dalle rette 11 e 21. Una volta che la potenza

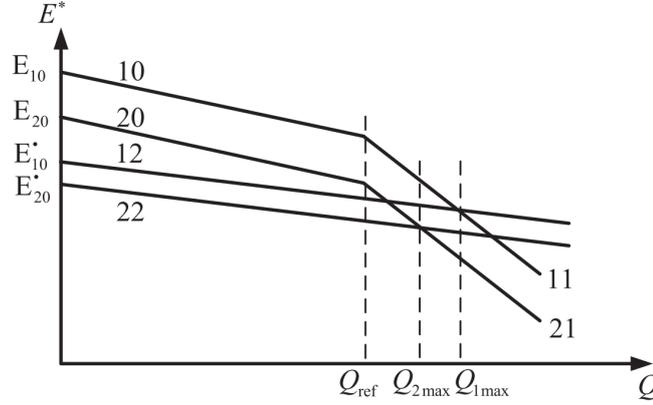


Figura 3.2: Andamento $E-Q$ nel droop control adattativo

reattiva è tornata al di sotto di Q_{ref} , non si ritorna sulle rette 10 e 20 ma sulle rette 12 e 22 che hanno la seguente equazione:

$$E = E_0 - m_Q Q - m_{add}(Q_{max} - Q_{ref}) \quad (3.33)$$

Di conseguenza è necessario registrare il valore di potenza reattiva massimo Q_{max} . Esistono anche metodi per applicare questo tipo di droop, entrambi basati nell'uso delle derivate. Il primo è preso dall'articolo [28], in cui la risposta ai transitorio dei vari generatori distribuiti viene migliorata aggiungendo il seguente termine derivativo nelle equazioni di droop:

$$f_k = f_{ref} + k_P (P_k - P_{ref}) + k_{P,d} \frac{dP_k}{dt} \quad (3.34)$$

$$V_k = V_{ref} + k_Q (Q_k - Q_{ref}) + k_{Q,d} \frac{dQ_k}{dt} \quad (3.35)$$

In questo modo, quando si ha una variazione di tensione ci sarà un'oscillazione di potenza erogata dal generatore che verrà smorzata dal termine derivativo. Tale

smorzamento dipenderà dal valore dei coefficienti utilizzati.

Il secondo metodo che è stato analizzato è presentato in [29] che ridefinisce le equazioni di droop come segue:

$$f = f_{ref} - m_P P - m_{dP} \frac{dP}{dt} + m_{dQ} \frac{dQ}{dt} \quad (3.36)$$

$$V = V_{ref} - m_Q Q + m_{dP} \frac{dP}{dt} - m_{dQ} \frac{dQ}{dt} \quad (3.37)$$

Con questo metodo si ottiene la risposta al transitorio desiderata, una minor oscillazione di frequenza e una migliore distribuzione delle potenze.

3.6 Droop Control Robusto

Questo tipo di droop control si propone di eliminare le limitazione del droop control resistivo nel caso di una generazione che si collega alla microrete attraverso convertitori statici. Tutto parte dall'equazione di droop della tensione:

$$\Delta E = E - E^* = m_P P \quad (3.38)$$

dove E è la tensione del nodo, E^* è la tensione di riferimento, m_P è il coefficiente di droop del generatore del nodo e P è la potenza attiva al nodo. Quindi fintanto vi è una potenza attiva P non ci può essere una caduta di tensione ΔE nulla. La scelta di un coefficiente di droop m_P piccola permette di diminuire la caduta di tensione ma a discapito della velocità di risposta e oscillazioni poco smorzate. Il droop control robusto regola la tensione andando a sottrarre al riferimento di tensione il suo valore efficace E_{rms} (ovvero la tensione che interessa come output), compensando così le cadute di tensione causate dal tipo di controllo e dai carichi. In questo modo è possibile mantenere i valori di tensione nell'intervallo desiderato ma a discapito di una scarsa redistribuzione della potenza reattiva. Questo tipo di controllo si sviluppa nel seguente modo:

$$E = K_e (E^* - E_{rms}) - m_P P \quad (3.39)$$

$$f = f^* + m_Q Q \quad (3.40)$$

A regime l'equazione può essere riscritta come:

$$m_P P = K_e (E^* - E_{rms})$$

A questo punto è possibile ricavarsi la tensione in uscita come:

$$E_{rms} = E^* - \frac{m_P}{K_e} P = E^* - \frac{m_P P}{K_e E^*} E^*$$

In quest'ultima equazione il fattore $\frac{m_P P}{K_e E^*}$ è la caduta di tensione che si può selezionare attraverso il coefficiente K_e , che deve essere uguale per tutti i generatori connessi in parallelo per garantire la corretta suddivisione della potenza attiva tra essi. Nell'articolo viene anche mostrato come calcolare i coefficienti di droop m_P e m_Q :

$$m_P = \frac{K_e}{P_{max}} \Delta E \quad (3.41)$$

$$m_Q = \frac{1}{Q_{max}} \Delta f \quad (3.42)$$

In Tabella 3.1 sono riassunti vantaggi e svantaggi delle varie tecniche:

Tabella 3.1: Metodi di droop control

Metodo	Vantaggi	Svantaggi	Rif.
Classico	Facile da implementare e con ottimo power sharing della potenza attiva	Pensata per linee aventi un rapporto X/R elevato con conseguenti problemi per la distribuzione di potenza reattiva tra i generatori	[25]
Resistivo	Facile da implementare e con ottimo power sharing della potenza reattiva	Pensata per linee aventi un rapporto X/R molto basso con conseguenti problemi per la distribuzione di potenza attiva tra i generatori	[26]
Impedenza virtuale	Miglioramento della distribuzione di potenza attiva e reattiva, miglioramento della dinamica, ottimo per carichi non lineari	Difficile stimare l'ottimale valore di impedenza virtuale dato che dipende dal punto di lavoro della microrete ed alti valori di tale impedenza virtuale possono portare ad alte variazioni di tensione e quindi instabilità della microrete	[26],[27]
Generalizzato	Pensato per microreti aventi un rapporto X/R intermedio	Richiede di conoscere l'angolo θ , deteriora il comportamento della dinamica e del power sharing di potenza attiva e reattiva	[26]
Adattativo	Ottimo comportamento al transitorio e eccellente smorzamento dell'oscillazione di potenza	Richiede l'utilizzo di derivate	[26],[27]
Robusto	Compensa cadute di tensioni in modo efficace e migliorando la stabilità della rete	Scarso sharing di potenza reattiva	[27]

Capitolo 4

Caso Studio

In questo capitolo verrà discusso e analizzato l'algoritmo proposto da [25]. La soluzione proposta prevede un algoritmo già accennato in 3.1.1, avente un ciclo esterno e uno interno: il ciclo interno si occupa di trovare una soluzione in modo da avere un Δf nullo tramite la generazione di potenza attiva, mentre il ciclo esterno ha lo scopo di portare il ΔV del nodo di riferimento a zero tramite l'immissione di potenza reattiva. Per motivi che verranno espressi in seguito l'algoritmo proposto da [25] è stato modificato, quindi di seguito viene descritto tale algoritmo già con le opportune modifiche. Tale algoritmo opportunamente modificato, è stato implementato su Matlab. Le modifiche sono state le seguenti:

- Ciclo interno: alla fine del ciclo interno, una volta calcolata la variazione di frequenza Δf , causata dalla differenza tra la potenza attiva richiesta dalla rete e la potenza attiva generata dal generatore al nodo di riferimento, si compensa questa differenza andando a modificare la potenza attiva del generatore di riferimento nel seguente modo:

$$P_{G1} = P_{G1} - \frac{\Delta f}{m_{P1}}$$

- Ciclo esterno: analogamente alla modifica del ciclo interno, si compensa la potenza reattiva del generatore al nodo di riferimento come segue:

$$Q_{G1} = Q_{G1} - \frac{\Delta V_1}{m_{Q1}}$$

- Regolazione di tensione: alla fine del ciclo esterno, esattamente dopo la modifica della potenza reattiva del nodo di riferimento, si confronta la tensione di riferimento con le soglie massime e minime impostate e se la tensione è al di fuori di queste soglie si modifica la potenza reattiva in modo da alzare o abbassare la tensione di riferimento.

4.1 Droop Control Classico originale

L'articolo [25] propone un algoritmo capace di risolvere i problemi dei flussi di potenza nelle microreti in AC in cui siano installati generatori equipaggiati con dispositivi per il droop control. L'algoritmo è formato da due cicli, uno interno e uno esterno. Il primo si occupa di trovare un equilibrio della rete portando la frequenza al valore nominale attraverso la modifica delle potenze attive immesse dai generatori, il secondo si occupa di regolare la tensione del nodo di riferimento modificando le potenze reattive dei generatori.

Ciclo interno

Il ciclo interno inizia con lo stadio di Backward Sweep, ipotizzando tensioni e variazione di frequenza Δf note, si calcolano quindi la variazione delle potenze attive dei G generatori:

$$\Delta P_{Gi} = \frac{\Delta f}{m_{Pi}}, \quad i = 2, \dots, G \quad (4.1)$$

dove: $\Delta f = f - f^0$ e $\Delta P_{Gi} = P_{Gi} - P_{Gi}^0$

Calcolata la variazione ΔP_{Gi} si aggiorna la potenza apparente di tutta la rete ad ogni nodo:

$$\begin{aligned} \bar{S}_i &= (P_{Li} + P_{Gi}) + j(Q_{Li} + Q_{Gi}) = \\ &= (P_{Li} + P_{Gi}^0 + \Delta P_{Gi}) + j(Q_{Li} + Q_{Gi}^0 + \Delta Q_{Gi}), \quad i = 2, \dots, N \end{aligned} \quad (4.2)$$

Si procede a calcolare le correnti ai rami nota la matrice delle incidenze inverse, dopodichè si passa allo stadio di Forward Sweep in cui si calcolano le tensioni ai nodi. Facendo l'equilibrio delle potenze attive al nodo di riferimento:

$$P_{G1} + P_{L1} + Re\left(\sum_{m \in A_1} V_1 I_{1m}^*\right) = 0 \quad (4.3)$$

Dal momento che $P_{G1} = \Delta P_{G1} + P_{G1}^0$ e che $\Delta P_{G1} = \frac{\Delta f}{m_{P1}}$ si calcola la variazione di frequenza della rete tramite l'equazione seguente:

$$\Delta f = -m_{P1} \left[P_{L1} + P_{G1}^0 + Re\left(\sum_{m \in A_1} V_1 I_{1m}^*\right) \right] \quad (4.4)$$

La nuova variazione di frequenza viene poi utilizzata per calcolare le nuove potenze attive dei generatori tramite coefficienti di droop m_{Pi} . Modificando le potenze attive si modificheranno anche le tensioni, che dovranno essere aggiornate attraverso la variazione di tensione *underline* ΔU calcolata nel seguente modo:

$$\underline{\Delta V} = \mathbf{\Gamma}^{-1} \text{diag}(\bar{Z}_{branch}) \underline{I}_{branch} \quad (4.5)$$

Quindi le tensioni vengono aggiornate:

$$\underline{V} = \underline{V}^0 - \underline{\Delta V} \quad (4.6)$$

Questi calcoli vanno ripetuti ciclicamente finchè il criterio di stop non è rispettato, dopodichè è possibile passare al ciclo esterno. Da notare come l'articolo fornisce un diagramma di flusso del codice, in cui viene mostrato che il calcolo delle variazioni di tensione viene fatto in un ciclo dentro al ciclo interno, una volta rispettate le condizioni del ciclo delle tensioni si passa al ciclo della frequenza.

Criterio di stop del ciclo interno

Sull'articolo non viene esplicitato il criterio di stop del ciclo interno; l'unica informazione deriva dallo pseudo-codice che viene fornito e di seguito riportato. Il criterio di stop è dato da due condizioni, cioè Δf e ΔV devono risultare costanti. In termini applicativi si impone una certa tolleranza ϵ e, quando la differenza tra Δf e ΔV tra due iterazioni susseguenti è minore della tolleranza imposta, il ciclo termina:

$$\epsilon_{\Delta f} > \left| \frac{\Delta f^k - \Delta f^{(k-1)}}{\Delta f^k} \right| \quad (4.7)$$

Ciclo esterno

Il ciclo esterno calcola il flusso di potenza nella microrete con la tensione del nodo di riferimento costante ad un predeterminato valore U^0 . Dal momento che la microrete funziona in isola ed è presente una condivisione di potenza reattiva dei vari generatori non è possibile ipotizzare che la tensione di riferimento sia sempre costante. Con un procedimento simile al ciclo interno per la frequenza, si calcola la variazione di potenza reattiva ΔQ_{Gi} in base alla variazioni di tensione ΔU_i . Queste variazioni di potenza reattiva sono poi introdotte nel ciclo interno per ricalcolare la variazione di frequenza con le nuove condizioni. Una volta concluso il ciclo interno viene calcolata la variazione della tensione di riferimento attraverso l'equilibrio delle potenze reattive al nodo di riferimento:

$$\Delta V_1 = -m_{Q1} \left[Q_{L1} + Q_{G1}^0 + Im \left(\sum_{m \in A_1} \bar{V}_1 \bar{I}_{1m}^* \right) \right] \quad (4.8)$$

Calcolata questa variazione di tensione del riferimento si va ad aggiornare tale tensione:

$$V^{0'} = V^0 - \Delta V_1 \quad (4.9)$$

Criterio di stop ciclo esterno

In modo analogo a ciò che succede nel ciclo interno il criterio di stop del ciclo esterno si ha quando la variazione di tensione di riferimento ΔV_1 è costante e quindi richiede la stessa tecnica vista precedentemente. Data una tolleranza $\epsilon_{\Delta V_1}$ si va a confrontare questa con la differenza tra le variazioni calcolate in due iterazioni successive:

$$\epsilon_{\Delta V_1} > \left| \frac{\Delta V_1^k - \Delta V_1^{(k-1)}}{\Delta V_1^k} \right| \quad (4.10)$$

Di seguito viene riportato lo pseudocodice presente sull'articolo [25]:

Schema algoritmo

```

V0' ← V0
while ΔV1' ≠ const. do                                     ▷ outer loop
    ΔQGi ←  $\frac{\Delta V_1'}{m_{Q_i}}$ ,    i ≠ 1
    Δf ← 0
    ΔV ← 0
    while Δf & ΔV ≠ const. do                               ▷ inner loop
        ΔPGi ←  $\frac{\Delta f}{m_{P_i}}$ ,    i ≠ 1                               ▷ BS starts
        Compute Si,    i ≠ 1
        Compute Inode, then Ibranch
        Δf ← -mP1 × P1
        Compute ΔV
        V ← (V0' - ΔV)                                       ▷ bus voltage update
    end while
    ΔV1' ← -mQ1 × Q1
    V0' ← V0 - ΔV1'
end while

```

È interessante notare, osservando lo schema a blocchi in Figura 4.1, come il calcolo e l'aggiornamento della variazione di frequenza Δf avvengono dopo il calcolo della variazione di tensione ai nodi ΔV . Ciò implica l'esecuzione di un ulteriore ciclo interno con un criterio di arresto identico a quelli menzionati precedentemente. Secondo l'articolo [25], questa alternativa non mostra differenze significative in velocità e convergenza.

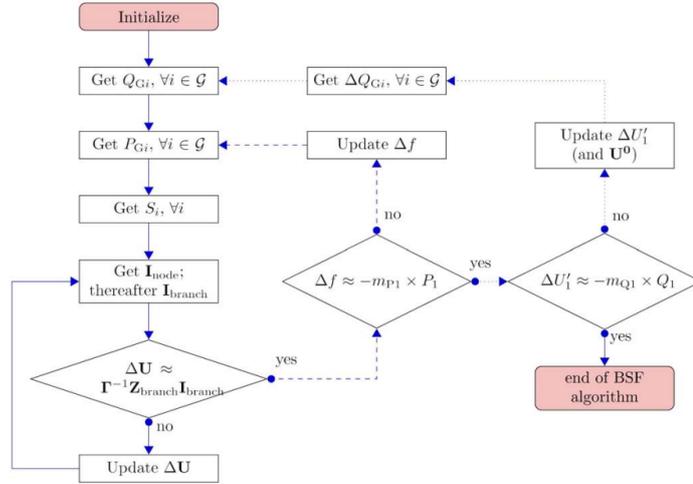


Figura 4.1: Schema a blocchi droop control [25]

In Figura 4.2 sono riportati gli andamenti della variazione di frequenza (a) e di tensione (b). Si può notare come in nessuno dei due grafici si ha il raggiungimento del valore nullo, che sta a significare che esiste una differenza tra le potenze attive e reattive generate e quelle richieste dalla rete. L'unico motivo che permette questo codice di convergere è il criterio di stop, che richiede che la variazioni di frequenza e tensione siano costanti, fatto che si può constatare dai grafici.

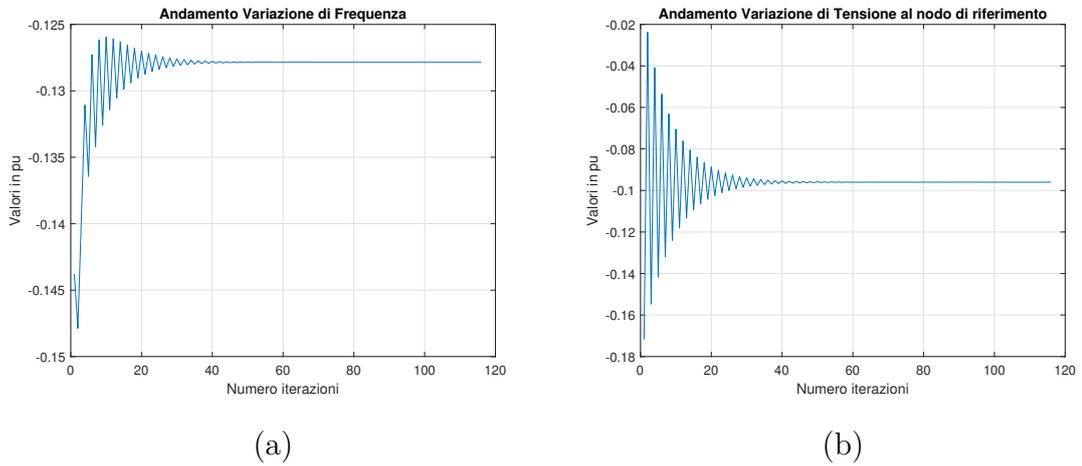


Figura 4.2: Andamento variazione di frequenza (Figura a) e variazione tensione di riferimento (figura b) [25]

di riferimento. Usando la Figura 4.3 come esempio, il nodo numero 1 è il nodo di riferimento; quindi il ciclo interno verrà eseguito su una microrete di 32 nodi e 4 generatori e, nel ciclo esterno verrà modificata la tensione di riferimento del nodo 1 rispetto al quale vengono ricalcolate le tensioni ai nodi quando si ritornerà nel ciclo interno.

4.2.1 Caso 1: coefficienti di droop d'articolo

Di seguito sono riportati gli andamenti di variazione di frequenza e di tensione di riferimento. La microrete è impostata come d'articolo, sia per quanto riguarda carichi e generazioni, che sono gli stessi di Figura 4.3 e stessi coefficienti di droop: $m_P = [0.05; 1; 0.1; 1; 0.2]$ e $m_Q = m_P$, questi coefficienti sono assegnati in ordine numerico.

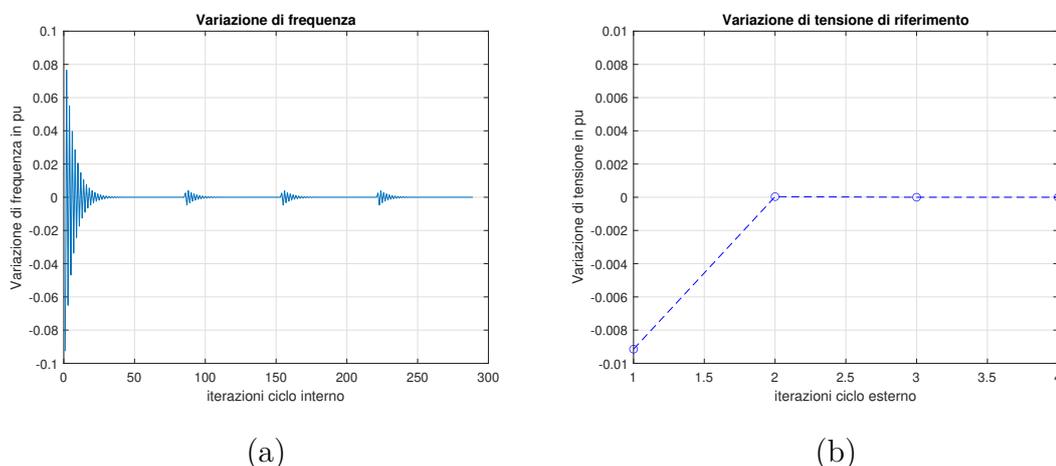


Figura 4.4: Variazione di frequenza (a) e tensione di riferimento (b) con coefficienti di droop di [25], rispetto al numero di iterazioni del ciclo interno ed esterno totali

Come si può notare, l'algoritmo riporta in modo efficace la frequenza nella microrete adattando la generazione di potenza al carico richiesto dalla rete, riuscendo a stabilire una tensione al nodo di riferimento costante, ma che non obbligatoriamente sarà la stessa di quella iniziale. In Figura 4.4.a si possono notare, oltre all'oscillazione iniziale, altre tre oscillazioni: queste sono dovute al fatto che il ciclo esterno si è concluso, quindi sono state modificate le potenze reattive ai nodi in cui vi è generazione, e di conseguenza il ciclo interno ricomincia a cercare l'equilibrio della microrete calcolando le nuove potenze attive e quindi le variazioni di frequenza dovute a queste ultime. Mentre per quanto riguarda la Figura 4.4.b si nota l'andamento della variazione di tensione che, a differenza dell'andamento della variazione di frequenza, rappresenta la differenza tra la tensione di riferimento

tra iterazioni: il fatto che l'andamento converga ad un valore inferiore a ϵ_V non implica il ritorno della tensione di riferimento al suo valore iniziale, ma piuttosto la sua stabilizzazione ad un valore costante. In Figura 4.5 sono riportate le tensioni ai nodi.

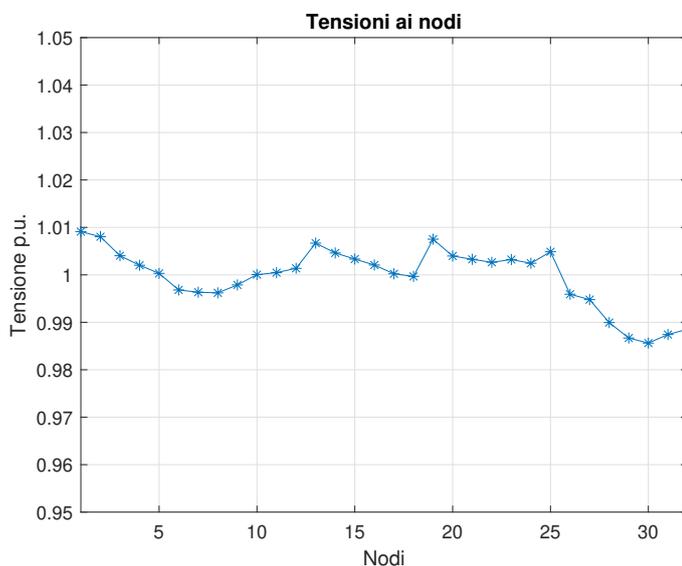


Figura 4.5: Tensioni ai nodi con coefficienti di droop [25]

Le tensioni si collocano all'interno dei limiti prescritti per garantire la qualità dell'energia elettrica, ossia tra il 90% e il 110% della tensione nominale di rete. Per validare il più possibile questi risultati, è stato fatto girare un altro algoritmo in cui viene seguito il calcolo dei flussi di potenza tramite BFS per confrontare le tensioni, e la differenza in ogni nodo resta nell'ordine di 10^{-5} (legato al valore $\epsilon = 10^{-6}$). Rimane solo da analizzare l'andamento delle potenze attive e reattive.

Dal grafico delle potenze attive è possibile notare che il contributo di potenza immessa dei generatori dipende da quanto è basso il valore del coefficiente di droop m_P (il generatori al nodo 6 e 25 avendo lo stesso valore di coefficiente sono sovrapposti), questo quindi può essere molto utile se si vuol fare in modo che un generatore sia più produttivo di un altro, ma con un limite: i coefficienti di droop dei generatori nella microrete non devono essere troppo vicini al valore di droop del generatore del nodo di riferimento. Lo studio dei coefficienti di droop verrà approfondito nel caso successivo. Più il coefficiente di droop è piccolo, più il generatore a cui è assegnato dovrà farsi carico della richiesta di potenza della rete. In Figura 4.6.a è possibile notare oscillazioni simili a quelle viste in Figura 4.4.a relativa alla variazione di frequenza, che dimostra come il codice adatta le potenze attive dei generatori per portare Δf a zero. Per quanto riguarda le potenze reattive, in Figura 4.6.b si evince come il generatore di riferimento si faccia carico

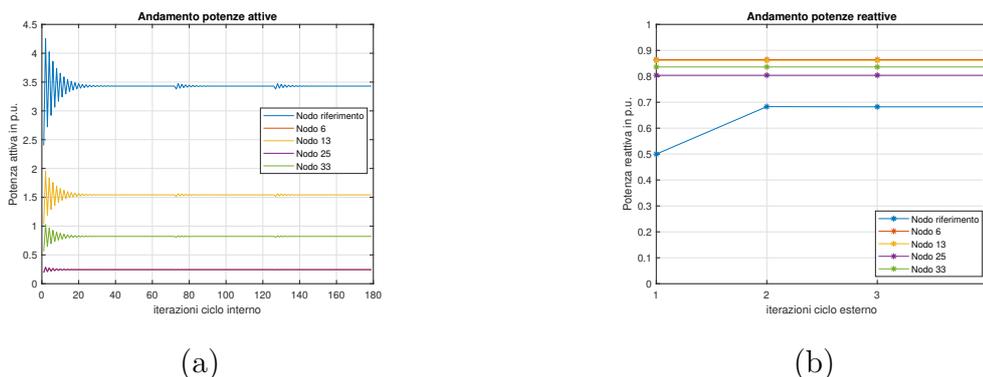


Figura 4.6: Andamento potenze attive (a) e reattive (b) con coefficienti di droop di [25], rispetto al numero di iterazioni del ciclo interno ed esterno totali

della potenza reattiva richiesta alla rete, mentre gli altri non subiscono alcuna variazione: questo fenomeno si verifica sia quando la variazione del carico di potenza reattiva non è elevato e quando la tensione di riferimento non subisce variazioni importanti. In Tabella 4.1 sono fornite informazioni riguardo la produzione di potenza rispetto al carico della rete, nuova tensione di riferimento e relative perdite. Il valore calcolato delle perdite sia di natura attiva che reattiva è pari al valore dato

Tabella 4.1: Potenza Generata dai Generatori della microrete (caso 1)

Generatore	Potenza Attiva (p.u.)	Potenza Reattiva (p.u.)
Generatore 1	3.4296	0.6823
Generatore 6	0.2442	0.8640
Generatore 13	1.5418	0.8610
Generatore 25	0.2442	0.8040
Generatore 33	0.8209	0.8360
Potenza generata totale	6.2806	4.0472
Potenza richiesta totale	6.2300	4.0100
Perdite	0.0506	0.0372

dalla differenza tra potenza attiva e reattiva generata e assorbita dalla rete, quindi è possibile affermare e confermare la coerenza delle potenze e della simulazione della microrete in generale.

4.2.2 Caso 2: coefficienti di droop calcolati

Stando alla letteratura che è stata analizzata e alle simulazioni fatte, i coefficienti di droop hanno lo scopo di indicare quanto attivamente un generatore risponda alle variazioni di frequenza. Variare quindi tale coefficiente permette di decidere quanto uno o più generatori debbano dare il loro contributo alla generazione. Per condurre questa analisi, la configurazione di rete è stata alterata introducendo due generatori, uno posizionato al nodo di riferimento e un altro al nodo 25. Con la variazione del coefficiente di droop sia per le potenze attive che reattive del nodo 25, si è osservata una variazione nella potenza generata, come evidenziato in Figura 4.7.

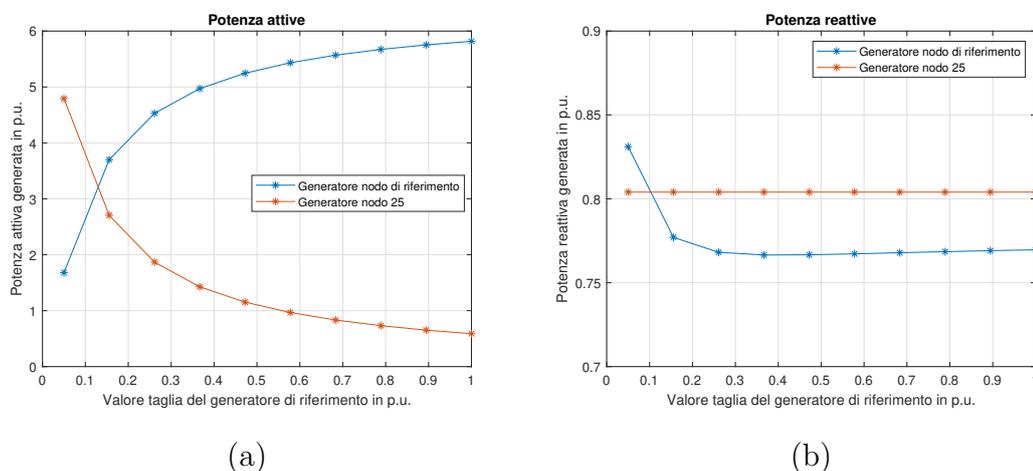


Figura 4.7: Andamento potenza attiva (a) e reattiva (b) al variare del coefficiente di droop del nodo di riferimento

È interessante notare come nonostante i coefficienti di droop nel primo punto siano identici (entrambi 0,05), i generatori non producano la stessa potenza. Il motivo è dovuto a come l'algoritmo è strutturato, ovvero il generatore 25 modifica la potenza immessa calcolata in base a $\delta f^{(k-1)}$, dopodiché viene ricalcolata δf^k che viene poi utilizzata per calcolare la nuova potenza attiva del generatore di riferimento. Dal momento che $|\delta f^k| < \delta f^{(k-1)}$ la potenza attiva del generatore di riferimento avrà una variazione di potenza minore. Per quanto riguarda le potenze reattive, il coefficiente di droop dei generatori non di riferimento non incidono molto, nemmeno ai fini della tensione. Infatti si parla di una variazione di qualche decimo di millesimo da come si può vedere in Figura 4.8.

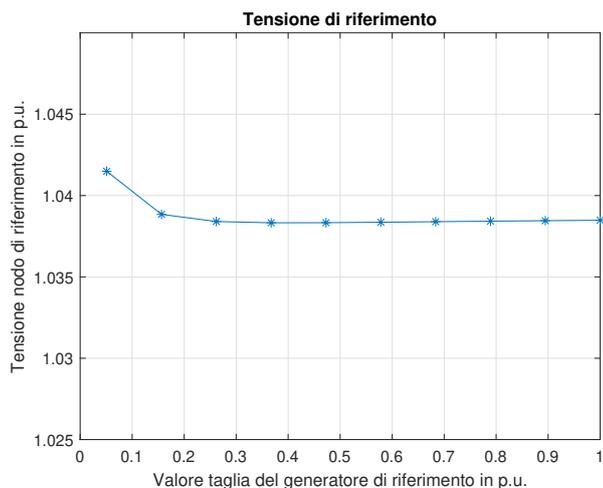


Figura 4.8: Tensione di riferimento al variare del coefficiente di droop al nodo 25

Al contrario, se si varia il coefficiente di droop del nodo di riferimento (mantenendo costante il coefficiente di droop del nodo 25 ad un valore pari a 1), l'andamento delle potenze attive e reattive non cambia in modo significativo, mentre cambia l'andamento della tensione di riferimento come mostrato in Figura 4.9.

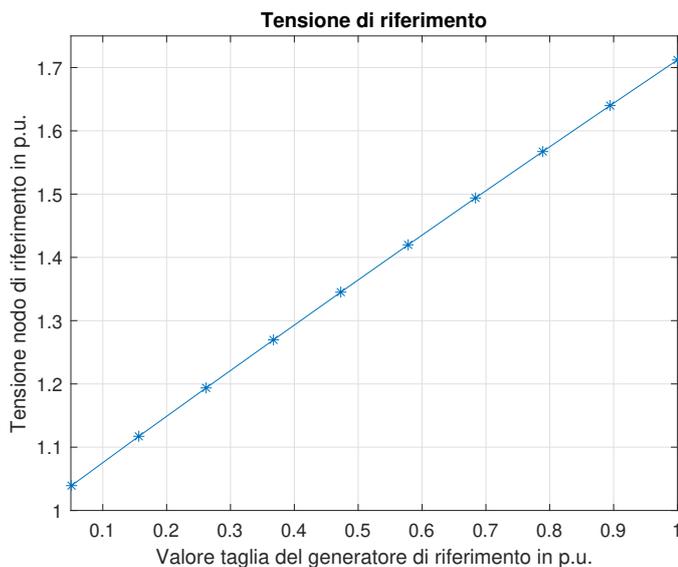


Figura 4.9: Tensione di riferimento al variare del coefficiente di droop al riferimento

Il coefficiente di droop m_{Q1} ha quindi un'elevata importanza nel ruolo del controllo della tensione: bisogna quindi fare in modo che sia il più basso possibile e, se si vuole sottostare all'ipotesi che i coefficienti di droop per la potenza attiva e reattiva siano uguali $m_P = m_Q$, per avere una distribuzione equa di generazione è necessario

che anche i coefficienti di droop dei generatori dei nodi non di riferimento siano anch'essi bassi.

È lecito ora domandarsi se i valori di suddetti coefficienti siano coerenti con gli effettivi statismi dei generatori che vengono utilizzati nelle microreti. Alcuni esempi nell'articolo [31], in cui vengono calcolati e ottimizzati attraverso l'algoritmo metaeuristico ABC (Artificial Bee Colony). In questo articolo vengono presentati i coefficienti di droop tipici di microreti ed è possibile notare come l'ordine di grandezza dei coefficienti per la potenza attiva siano dell'ordine dei millesimi, mentre i coefficienti per la potenza reattiva siano nell'ordine dei centesimi. Prendendo il coefficiente del nodo di riferimento, si nota come gli altri coefficienti restino in un intervallo che va da poco meno del doppio ad un massimo che arriva a quasi il quintuplo, quindi in quanto a *proporzione* si può dire che siano coerenti con l'articolo [25]. Di seguito, in Tabella 4.2 sono riportati i coefficienti presi da [31].

Tabella 4.2: Esempi di valori per coefficienti di droop secondo [31]

	m_P	m_Q
Nodo 1	1.2×10^{-3}	0.0247
Nodo 35	2.0×10^{-3}	0.0413
Nodo 36	5.0×10^{-3}	0.1080
Nodo 37	2.3×10^{-3}	0.0500
Nodo 38	4.5×10^{-3}	0.1000

Variando opportunamente i coefficienti di droop è stato possibile dedurre due importanti caratteristiche di questi ultimi, che incidono sulla convergenza e performance. Si è potuto evincere infatti come non sia il valore assoluto dei coefficienti a modificare il contributo di generazione, bensì la proporzione tra il coefficiente di droop del nodo di riferimento rispetto agli altri. Infatti, più il valore dei coefficienti si avvicina a quello di riferimento, più oscillazioni (quindi iterazioni) sono presenti prima di raggiungere la convergenza. A pari proporzioni, aumentare o diminuire il valore dei coefficienti non porta alcun vantaggio per quanto riguarda valori di tensione, potenza attiva e reattiva; l'unico vantaggio è una moderata diminuzione del numero di iterazioni del ciclo interno e ampiezza delle oscillazioni, come mostrato in Figura 4.10. in cui le oscillazioni in Figura 4.10.a sono 100 volte più piccole poiché i coefficienti erano 100 volte più piccoli rispetto al caso riportato in Figura 4.10.b. Se si modificano le proporzioni, concentrandosi esclusivamente sul coefficiente del nodo di riferimento, diventa più evidente l'aspetto positivo rispetto all'analisi precedente, ma allo stesso tempo emergono degli svantaggi che inizialmente non erano riconoscibili. In Figura 4.11 vengono illustrati gli andamenti del numero di iterazioni del ciclo interno che vedono una diminuzione col diminuire del coefficiente di droop del nodo di riferimento. L'aumento del numero di iterazioni

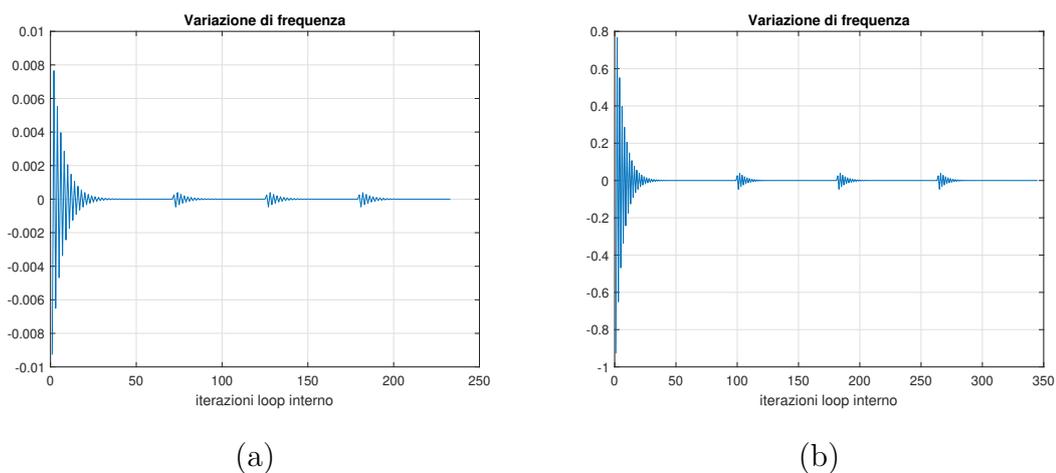


Figura 4.10: Variazione di frequenza con coefficienti di droop 10 volte più piccoli (a) e 10 volte più grandi (b) rispetto ai valori in [29]

è dovuto al fatto che, con coefficienti di droop aventi lo stesso valore, le variazioni di potenza attiva generata a seguito della variazione di frequenza hanno valore simile, provocando quindi una maggiore oscillazione.

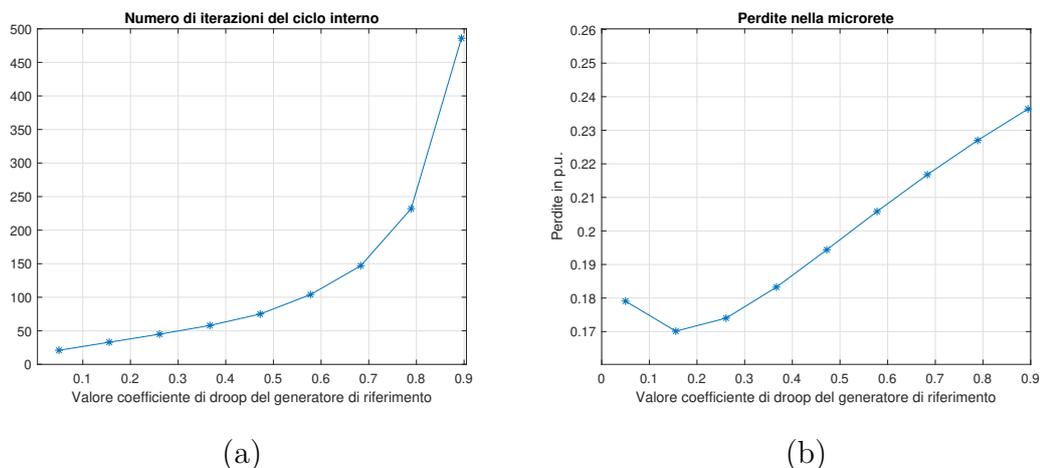


Figura 4.11: Numero di iterazioni (a) e perdite in p.u. (b) all'aumentare del coefficiente di droop di riferimento

Tornando alla rete avente tutti generatori come da [25], in Figura 4.12 vengono riportate le potenze attive dei generatori al variare del coefficiente di droop del nodo di riferimento, che conferma il fatto che più tale coefficiente è basso più il generatore di riferimento si farà carico della microrete.

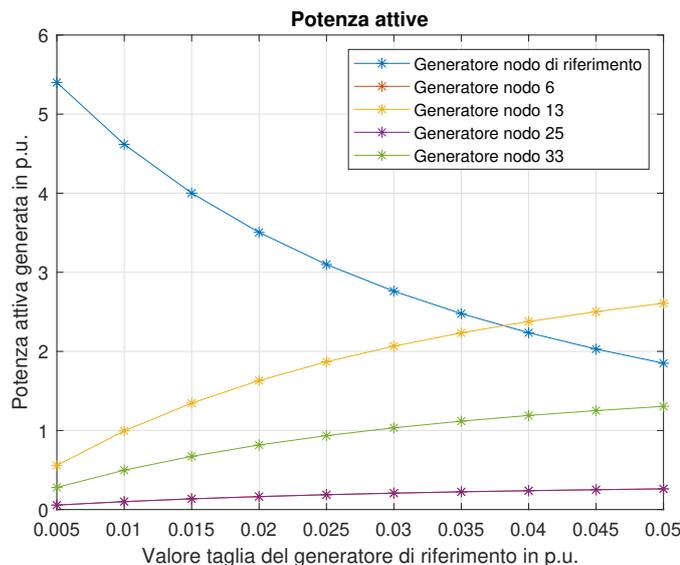


Figura 4.12: Potenze attive al variare del coefficiente di droop al riferimento

Dalla Figura 4.12 è possibile notare come più il valore del coefficiente di droop del generatore di riferimento aumenta, meno preponderante è il suo contributo di potenza attiva: quindi, se si utilizzassero coefficienti uguali per ogni generatori si otterrebbe una generazione omogenea. Questo, però, non è possibile. Esiste infatti una correlazione tra la topologia della rete (la posizione dei generatori), il numero di generatori e il valore minimo che i coefficienti possono avere: se si vuole ottenere una generazione omogenea allora il valore minimo dei coefficienti è pari al numero di generatori escluso quello di riferimento moltiplicato per il valore del coefficiente di droop del nodo di riferimento (quindi nel caso in questione il minimo valore è 0,05 moltiplicato per 5-1 generatori, cioè 0,2); se invece non vi è interesse nella generazione omogenea è possibile arrivare a valori più bassi di quelli citati sopra (esattamente come succede in [29] in cui un coefficiente è pari a 0,1). Il caso limite è già stato presentato in Figura 4.6 in cui, a pari coefficiente di droop, non si ha omogeneità di produzione, poiché l'algoritmo favorisce il generatore non di riferimento ha una "precedenza" sulla produzione. Vedendo gli andamenti mostrati in Figura 4.11 è stato naturale interrogarsi su quali siano le condizioni tali per cui la microrete subisce meno perdite: utilizzando un metodo deterministico, utilizzando quattro cicli *for* (in cui venivano fatti variare inizialmente solo i coefficienti di droop fatta eccezione per quello del nodo di riferimento e solo dopo quest'ultimo), i risultati sono esposti nella Tabella 4.3 e messi al confronto con i coefficienti utilizzati nell'articolo [29]. Modificando i coefficienti è stato possibile ridurre le perdite del 38,93%, senza alcuna importante ripercussione sulle tensioni ai nodi. Una caratteristica che è stata possibile notare è come la presenza del generatore al nodo 25, al fine di limitare le perdite, sia del tutto superflua. Infatti se questo

Tabella 4.3: Coefficienti di droop dei generatori della microrete

Generatore	Caso 1	Caso 2
Generatore 1	0,05	0,505
Generatore 6	1	0,16
Generatore 13	0,1	0,16
Generatore 25	1	1
Generatore 33	0,2	0,16

viene rimosso, si ha un leggero miglioramento (un decimo di millesimo). Resta il fatto che utilizzare i coefficienti di droop per modificare il contributo di generazioni dei generatori è molto limitante, ma esiste un metodo per ovviare a tale limite che verrà discusso successivamente in 4.2.4. Di seguito in Tabella 4.4 vengono riportate le potenze della microrete con la configurazione di questo caso 2.

Tabella 4.4: Potenza Generata dai Generatori della microrete (caso 2)

Generatore	Potenza Attiva (p.u.)	Potenza Reattiva (p.u.)
Generatore 1	1.5761	0.6728
Generatore 6	1.4823	0.8640
Generatore 13	1.4823	0.8610
Generatore 25	0.2380	0.8040
Generatore 33	1.4823	0.8360
Potenza generata totale	6.2609	4.0377
Potenza richiesta totale	6.2300	4.0100
Perdite	0.0309	0.0277

4.2.3 Caso 3: coefficienti di droop omogenei

Come detto precedentemente in 4.2.2, se si volesse ottenere una generazione omogenea si potrebbero utilizzare i coefficienti di droop ma con una limitazione (ovvero il coefficiente di droop assegnabile ai generatori non di riferimento deve essere almeno pari al coefficiente di droop di riferimento moltiplicato per il numero totale dei generatori). È interessante quindi osservare come si comporta il codice se si utilizzano i coefficienti in Tabella 4.5. Con questa configurazione, si nota subito che il numero di iterazioni per raggiungere la convergenza è aumentato rispetto al caso 1 e al caso 2, con un numero di iterazioni dell'ordine di grandezza di 10^4 , il che conferma ciò che è stato detto in 4.2.2 riguardo alla Figura 4.11.

Tabella 4.5: Valori per coefficienti di droop omogenei

Nodo	m_P	m_Q
1	0,050	0,050
6	0,200	0,200
13	0,200	0,200
25	0,201	0,201
33	0,200	0,200

Notare come il nodo 25 abbia coefficiente di droop un millesimo più grande, senza di esso il programma non ha convergenza. Per quanto riguarda le tensioni, l'andamento della variazione di frequenza e della tensione di riferimento, si ha un comportamento in linea con i casi 1 e 2. In Tabella 4.6 sono riportate le potenze attive e reattive della configurazione avente coefficienti di droop omogenei.

Tabella 4.6: Potenza Generata dai Generatori della microrete (caso 3)

Generatore	Potenza Attiva (p.u.)	Potenza Reattiva (p.u.)
Generatore 1	1,5727	0,6705
Generatore 6	1,1729	0,8640
Generatore 13	1,1729	0,8610
Generatore 25	1,1671	0,8040
Generatore 33	1,1729	0,8360
Potenza generata totale	6,2586	4,0356
Potenza richiesta totale	6,2300	4,0100
Perdite	0,0286	0,0256

4.2.4 Saturazione dei generatori

Per rendere più realistico il modello per il controllo della microrete è stato necessario modificare il codice introducendo la saturazione alla generazione. In questo modo si evita che un generatore possa generare energia infinita e, nel caso di saturazione, ciò obbliga gli altri generatori ad aumentare l'energia immessa. Una volta imposto il valore delle taglie, espresso in potenza apparente, l'algoritmo fa in modo che la potenza reattiva abbia precedenza di generazione e venga usata per determinare la potenza attiva massima che il generatore può produrre. Si introduce quindi il concetto di curva di capability di un generatore, ovvero una curva caratteristica che ogni generatore possiede su un piano cartesiano avente potenza attiva e reattiva sugli assi.

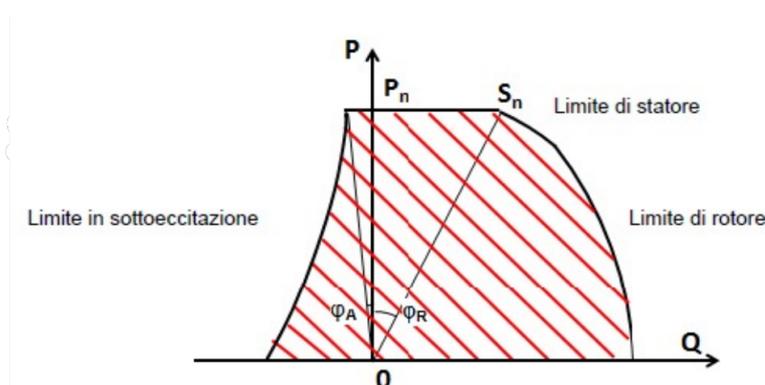


Figura 4.13: Curva di capability di un generatore rotante ($P > 400$ kW) [22]

In Figura 4.13 è riportata una generica curva di capability per generatori rotanti, in cui sono indicati i vari limiti della curva tra cui limite termico dello statore, limite di sovraeccitazione (limite termico) del rotore e limite di sottoeccitazione del rotore. Questa curva, per quanto realistica, è più difficoltosa da implementare e si è preferito utilizzare la curva di capability dei convertitori statici, ma la scelta di utilizzare tale curva è ulteriormente giustificabile dal fatto che con l'aumento di fonti di energia rinnovabile che richiedono una conversione AC-DC. Il vantaggio dei convertitori si può notare in Figura 4.14, ovvero la possibilità di lavorare in condizioni in cui viene assorbita potenza reattiva e immessa potenza attiva in modo molto più efficace rispetto ad un generatore rotante.

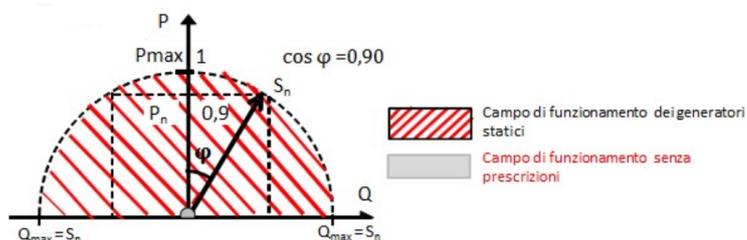


Figura 4.14: Curva di capacity di un convertitore statico ($P > 400$ kW) [22]

All'algoritmo viene quindi aggiunta una modifica dopo il calcolo delle nuove potenze attive dei generatori. Nota la potenza reattiva richiesta dal nodo in cui vi è generazione, si effettua prima di tutto una verifica in cui si confronta tale potenza reattiva richiesta con la taglia del generatore: se la potenza reattiva richiesta è maggiore della taglia, il generatore produrrà una potenza reattiva pari alla sua taglia senza produrre alcuna potenza attiva; al contrario se la potenza reattiva non eccede la taglia, la potenza attiva limite che il generatore può produrre attraverso l'equazione:

$$P_{limit} = \sqrt{S_{gen}^2 - Q_{gen}^2} \quad (4.13)$$

Calcolata la potenza attiva limite la si confronta con la potenza attiva del generatore e, se questa eccede il limite si impone che sia uguale alla potenza limite. Lo stesso ragionamento viene fatto per il generatore di riferimento. Da come si è notato nelle Figure 4.12 e 4.7 in base ai coefficienti di droop i generatori tendono a farsi carico dei carichi della rete, conviene quindi investigare come la taglia di questo influenzi la generazione degli altri generatori e le eventuali perdite. Utilizzando i coefficienti di droop del caso 1 sono stati ottenuti i risultati riportati in Figura 4.15. Si può notare come ci siano tratti orizzontali per valori della taglia del generatore di riferimento inferiore a circa 0,75 e superiore a poco prima di 3,5:

- per taglie inferiori a 0,75 il generatore di riferimento non produce potenza attiva e l'unica potenza che può immettere è potenza reattiva;
- per taglia superiori a circa 3,5 il comportamento non varia perchè il generatore di riferimento non satura più, ed è in questo ultimo tratto in cui sono *unicamente* i coefficienti di droop a determinare il contributo della generazione e quindi le perdite (il motivo per cui il generatore al nodo 13 produce più energia è dovuto alle condizioni iniziali diverse dai casi precedenti).

Con tali coefficienti di droop si deduce che la taglia del generatore di riferimento contribuisce ad abbassare il valore di perdite a 0,0368 pu con una taglia minima di 3,4316 pu.

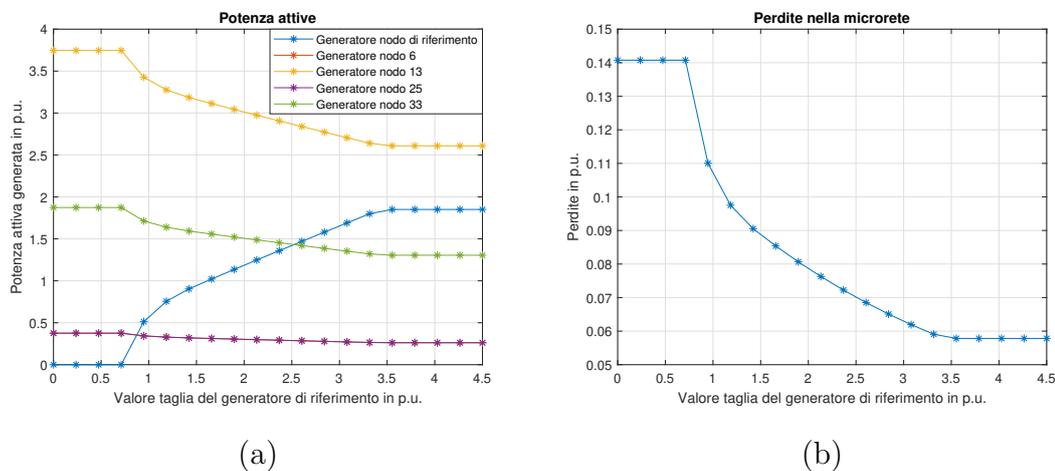


Figura 4.15: Andamento potenze attive dei generatori (a) e andamento delle perdite (b) in corrispondenza della taglia del generatore di riferimento con coefficienti di droop del caso 1

Analizzando altri aspetti di questo caso si nota che esiste un problema relativo alle tensioni, infatti sono presenti nodi in cui la tensione supera il limite di 105% che non rende accettabile questa configurazione della microrete.

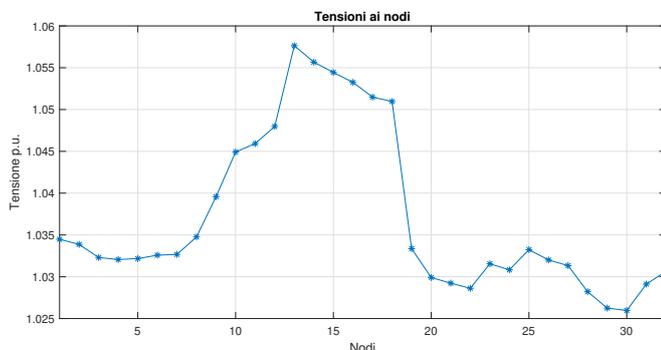


Figura 4.16: Tensioni della microrete con taglia del generatore di riferimento pari a 3,4316 pu con coefficienti di droop del caso 1

Si passa ora alla stessa analisi ma con i coefficienti di droop del caso 2 precedentemente e mostrati in Tabella 4.3, con i seguenti risultati mostrati in Figura 4.17.

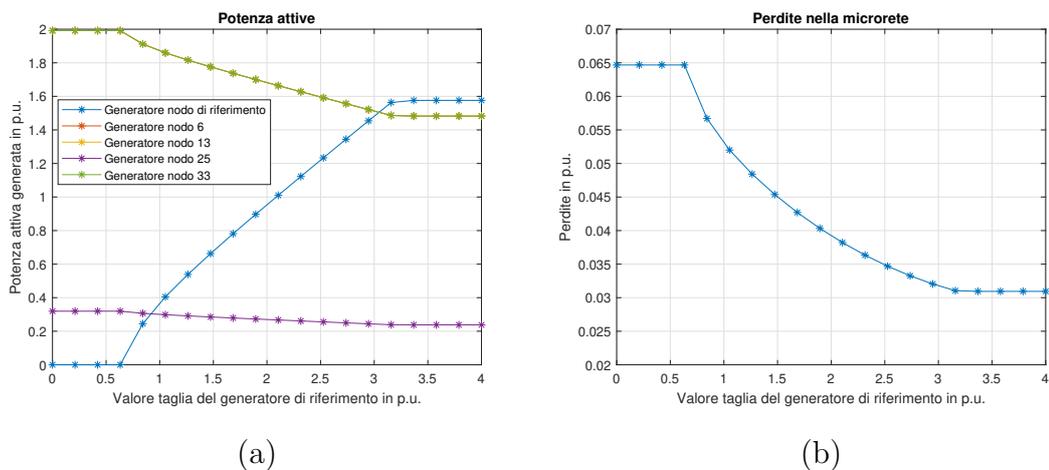


Figura 4.17: Andamento potenze attive dei generatori (a) e andamento delle perdite (b) in corrispondenza della taglia del generatore di riferimento con coefficienti di droop del caso 2

Anche qui sono presenti dei tratti orizzontali dovuti agli stessi motivi spiegati di sopra, ma in questo caso non è stato possibile vedere un miglioramento per quanto riguarda il valore di perdite che si riconferma a 0,0309 pu per valori di taglia del generatore di riferimento superiori a 3,1842. Soddisfacenti anche i valori di tensione

che rimangono compresi tra il 90% e il 105% del valore nominale, mostrati in Figura 4.18.

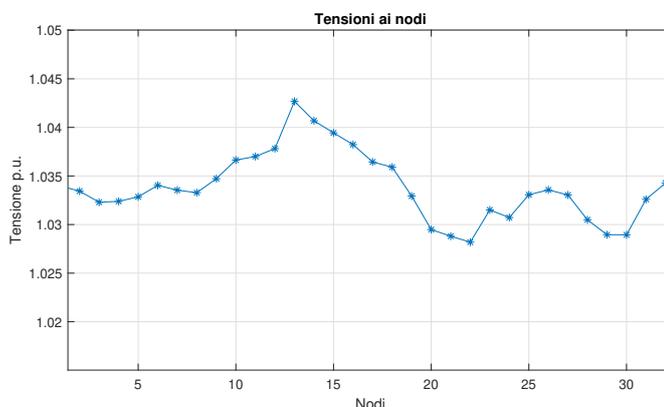


Figura 4.18: Tensioni della microrete con taglia del generatore di riferimento pari a 3,1842 pu con coefficienti di droop del caso 2

Infine la stessa analisi è stata fatta con i coefficienti di droop omogenei del caso 3:

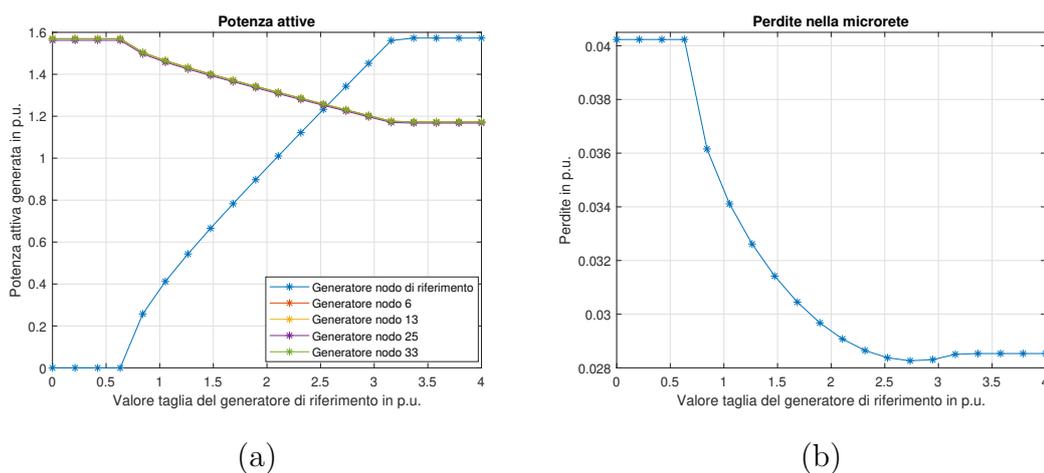


Figura 4.19: Andamento potenze attive dei generatori (a) e andamento delle perdite (b) in corrispondenza della taglia del generatore di riferimento con coefficienti di droop del caso 3

In Figura 4.19 vengono mostrate le potenze attive, con un andamento già visto nei casi precedenti. L'andamento delle perdite è ciò che contraddistingue il caso 3: a differenza degli altri due scenari analizzati, caso 1 e caso 2, in cui sembrerebbe che più grande è la taglia meno perdite saranno presenti, qui si nota un minimo assoluto prima che si esca dal tratto in cui è presente la saturazione, fatto che sta ad indicare l'esistenza di un limite al rendere il flusso meno unidirezionale possibile.

Questo studio mostra che la taglia del generatore di riferimento ottimale sia 2,7842 pu con un valore di perdite di 0,0283 pu, con valori di tensione accettabili. In Tabella 4.7 sono riassunti i risultati ottenuti:

Tabella 4.7: Perdite in funzione della taglia del generatore di riferimento

Generatore	Coef. caso 1	Coef. caso 2	Coef. caso 3
Generatore 1	0,0500	0,0500	0,0500
Generatore 6	1,0000	0,1600	0,2000
Generatore 13	0,1000	0,1600	0,2000
Generatore 25	1,0000	1,0000	0,2010
Generatore 33	0,2000	0,1600	0,2000
Perdite p.u.	0,0368	0,0309	0,0283
Taglia Gen. p.u.	3,4316	3,1842	2,7842

Questa analisi riguardante la saturazione della generazione del generatore di riferimento, è stata condotta senza imporre dei limiti alla generazione dei generatori della microrete (eccetto ovviamente per quello di riferimento). Successivamente è stata fatta la stessa analisi rimuovendo il limite al generatore di riferimento facendo variare contemporaneamente le taglie degli altri generatori, utilizzando le tre casistiche della Tabella 4.8. Dopo questa ricerca è stato fatto girare il codice imponendo il limite di generazione con l'aggiunta del limite di generazione della Tabella 4.8

Tabella 4.8: Perdite in funzione della taglia del generatore di riferimento

Generatore	Coef. caso 1	Coef. caso 2	Coef. caso 3
Taglia gen. 1	3,4316	3,1842	2,7842
Taglia gen. 6	1,3333	2,2500	1,8000
Taglia gen. 13	2,2222	1,7500	1,8000
Taglia gen. 25	0,8888	1,5000	1,2222
Taglia gen. 33	2,2222	1,7500	1,5000
Perdite p.u.	0,0349	0,0275	0,0271

I risultati ottenuti confermano ancora una volta come limitare le potenze generate dai generatori può portare vantaggi per quanto riguarda le perdite nella rete e quindi un aumento dell'efficienza. Importante è anche la sinergia che si può ottenere con la saturazione dei generatori e i coefficienti di droop che hanno permesso una

diminuzione delle perdite da un valore iniziale di 0,0578 fino al caso migliore con un valore di 0,0271, cioè una diminuzione del 53,1%.

4.2.5 Regolatore di tensione

Tornando a parlare del ciclo esterno del droop control, in cui vi è la modifica della tensione di riferimento in relazione alla potenza reattiva della rete, ci si può rendere conto del fatto che non esista alcun tipo di controllo che riguarda il valore assoluto della tensione. Per questo motivo esistono situazioni in cui la tensione supera i valori limite (vedere Figura 4.16). Per evitare la deriva di tensione è stato inserito un regolatore di tensione, che permette di regolare la tensione del generatore tramite l'immissione o assorbimento di potenza reattiva secondo un diagramma $Q(V)$. Il diagramma mostra che per aumentare il valore di tensione il generatore deve immettere potenza reattiva, viceversa per abbassare la tensione, come mostrato in Figura 4.20.

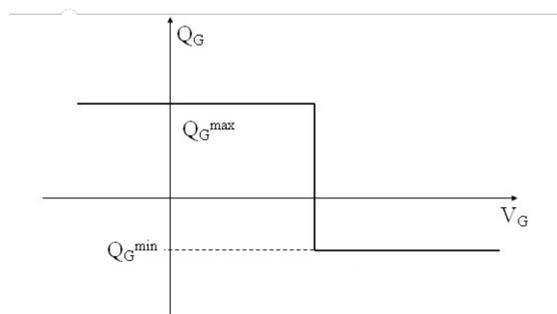


Figura 4.20: Diagramma regolatore di tensione generico [22]

Per implementare la regolazione nel codice, al termine del ciclo esterno, viene effettuato un confronto tra il valore appena calcolato della tensione di riferimento e i limiti di tensione minima e massima, che sono stati stabiliti all'inizio del codice. Se la tensione di riferimento si trova al di fuori di questi limiti, si aggiusta la potenza reattiva di un incremento specificato (anch'esso definito all'inizio del codice), e quindi si ricomincia il ciclo esterno. Se, anche alla fine del ciclo esterno successivo, la tensione non è ancora rientrata nei limiti, si effettua un altro aggiustamento della potenza reattiva in un incremento ulteriore. Questo procedimento graduale di aggiustamenti permette alla tensione di riferimento di mantenere valori accettabili. Una volta che la tensione raggiunge il valore desiderato, si reimposta il contatore degli incrementi a zero. Per quanto riguarda la scelta dei valori di tensione massimi e minimi e il valore dello *step*, è necessario tenere conto della tolleranza ϵ_V : dalle prove fatte si è evinto che il valore di *step* deve essere un'ordine di grandezza più piccolo della differenza tra il valore limite di tensione e il valore nominale della tensione (pari a 1 p.u.), mentre la tolleranza ϵ_V deve essere due ordini di grandezza

più piccola del valore di *step*.

Esempio: se $\epsilon_V = 10^{-8}$, significa che $step = 10^{-6}$ e $|V_{lim} - V_{nom}| = 10^{-5}$, quindi $V_{max} = 1.00001$ e $V_{min} = 0.99999$. Riprendendo la configurazione del caso 1, in cui le tensioni ai nodi superano il valore 1.05 p.u. (Figura 4.16), e applicando la regolazione di tensione, sono stati ottenuti i risultati riportati in Figura 4.21.

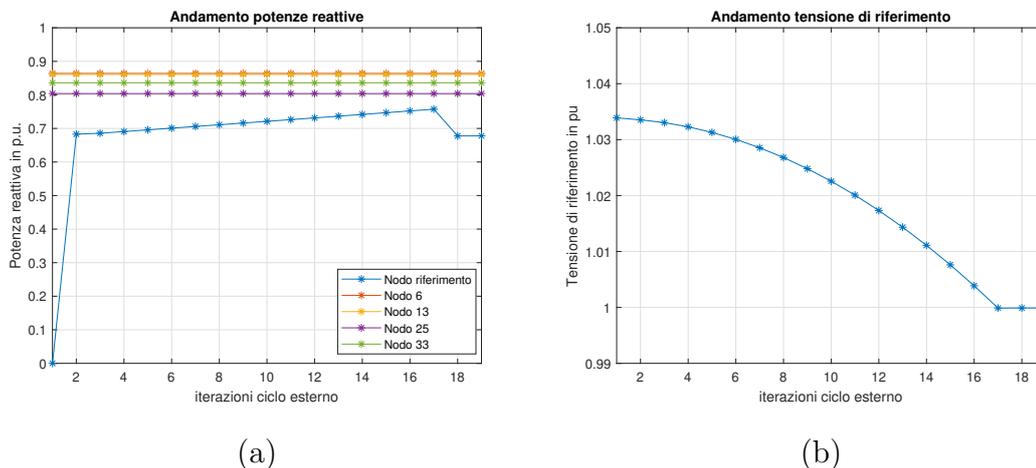


Figura 4.21: Andamento potenze reattive dei generatori (a) e andamento della tensione di riferimento (b)

Dalla Figura 4.21.b si nota come la tensione di riferimento viene abbassata ad un valore pari a 1 p.u., il che comporta che le tensioni ai nodi che prima erano superiori a 1.05 p.u. saranno al di sotto di tale valore come mostrato in Figura 4.22.

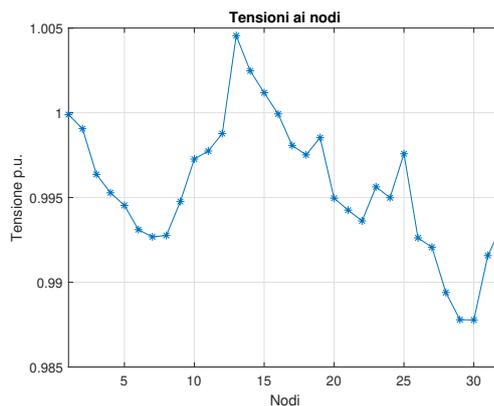


Figura 4.22: Tensioni ai nodi con microrete in configurazione del caso 1 e regolazione di tensione

Questa regolazione si rivela indispensabile quando vengono utilizzati carichi della rete avente molteplici time-step in 4.3.1, dato che il BFS stesso, utilizzato per il calcolo dei flussi di potenza, non ha alcun tipo di controllo sul valore della tensione. Infatti quando si calcolano le tensioni ai nodi, la tensione di riferimento iniziale è quella del time-step precedente, se quindi tale tensione non viene controllata si avrà la deriva di tensione in ogni nodo.

$$\underline{v}^{(k)} = V_{rif} \mathbf{1} - \Gamma \overline{Z}_B \underline{i}_B^{(k)} \quad (4.14)$$

4.3 Droop Control con carico elettrico con molteplici time-step

4.3.1 Carico elettrico giornaliero: caso 1

Finora sono stati utilizzati scenari in cui il carico della microrete aveva un unico time-step. Per mettere alla prova l'algoritmo di droop control che è stato implementato in uno scenario realistico, in cui il carico della rete varia durante la giornata. Per la microrete che viene utilizzata in tutti e tre i casi analizzati esiste un carico giornaliero, che prevede carico da utenze residenziali, industriali e terziarie e produzione di energia da fonti rinnovabili come fotovoltaico e da idroelettrico ad acqua fluente. L'andamento di tale carico è mostrato in Figura 4.23.

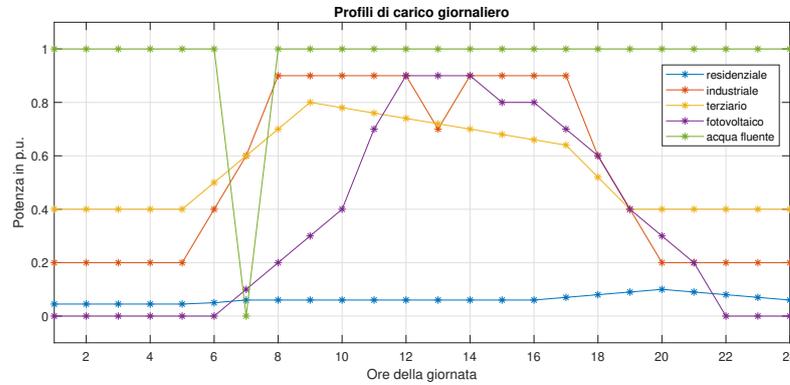


Figura 4.23: Andamento del carico giornaliero della microrete con 33 nodi

Esaminando l'andamento del carico totale durante il giorno, emerge un'ora in cui la produzione di energia da fonti rinnovabili supera la domanda energetica. Questa situazione rappresenta una sfida poiché, in modalità isola, la microrete non ha la capacità di riversare l'eccesso di energia nella rete nazionale. Per affrontare questa sfida, è stato sviluppato un sistema di accumulo in grado di assorbire l'energia in eccesso durante le fasi di sovrapproduzione e immetterla quando necessario. Il sistema

di accumulo è stato progettato in modo da regolare automaticamente l'assorbimento e la immissione di energia in base alla produzione del fotovoltaico, rispettando una soglia limite di generazione. Inoltre, sono stati implementati coefficienti che determinano quanto l'accumulo può assorbire o riconsegnare in modo che l'energia accumulata sia coerente tra la prima e l'ultima ora del carico. Una volta implementato questo sistema di accumulo, si è proceduto con la simulazione con i risultati indicati in Figura 4.24.

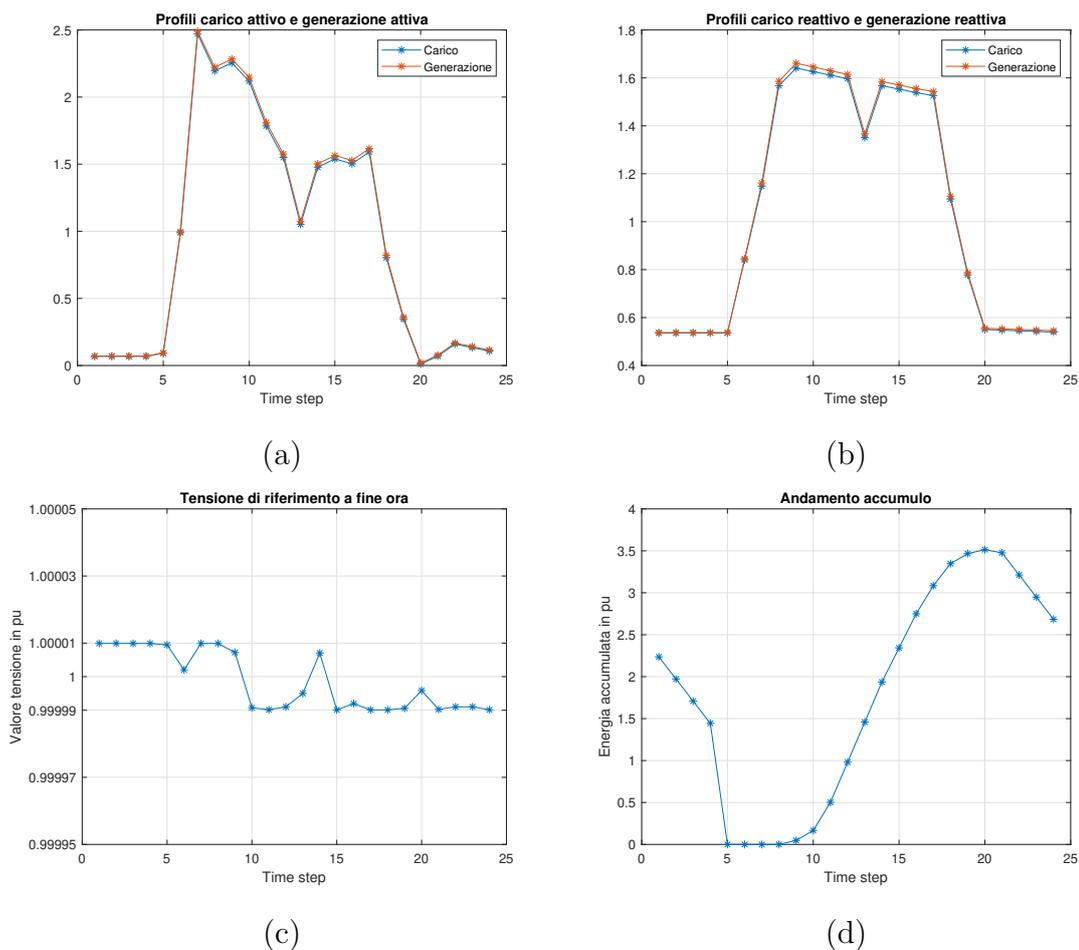


Figura 4.24: Risultati droop control con carico giornaliero: andamento Potenze attive (a), andamento potenza reattive (b), andamento tensione di riferimento (c) e andamento dell'accumulo (d)

Il codice dimostra una notevole capacità nell'adattare con efficacia la potenza attiva e reattiva in base alle richieste della microrete, come evidenziato dall'andamento della Figura 4.24. Inoltre, vale la pena notare che il regolatore di tensione

di riferimento contribuisce in modo significativo al mantenimento dei valori di tensione vicini all'unità per i nodi della microrete. Per garantire la stabilità della tensione di riferimento, sono stati imposti limiti di tensione molto vicini a 1, specificamente 1.00001 e 0.99999. Tuttavia, l'imposizione di tali limiti ha richiesto un elevato numero di iterazioni e, di conseguenza, un certo tempo di calcolo. Per dimostrare l'efficacia del sistema nel garantire tensioni accettabili in ciascun nodo della microrete a ciascun intervallo di tempo, la Figura 4.25, illustra i nodi con il valore minimo di tensione e il relativo valore.

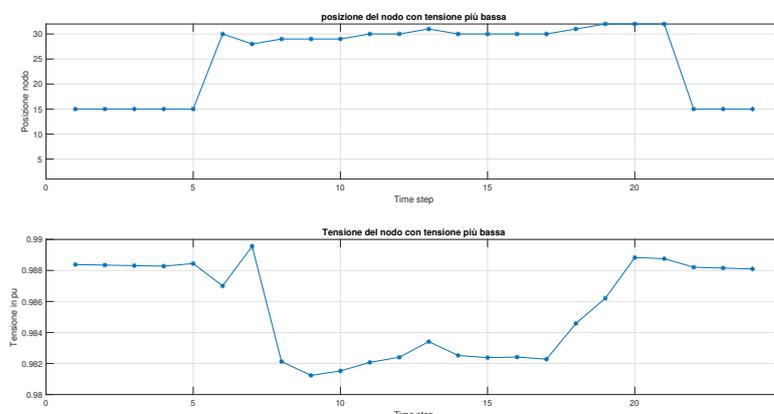


Figura 4.25: Nodi in cui è presente la tensione minima e il valore della tensione in pu

In Figura 4.24.d è possibile vedere l'andamento dell'energia nell'accumulo e come raggiunga il picco di energia accumulata all'ora 20, ora in cui la potenza attiva richiesta dalla rete è prossima a zero: se non fosse stato implementato l'accumulo, proprio in quell'ora ci sarebbe stato l'eccesso di generazione da rinnovabili con susseguente mancata convergenza. Per quanto riguarda la Figura 4.24.a e 4.24.b sono messe a confronto la generazione e carico di potenza attiva e reattiva, dove in entrambi i casi il profilo della generazione è leggermente traslato verso l'alto tanto quanto il valore delle perdite. Per verificare la coerenza del codice, è stato fatto il bilancio di potenze attive e reattive andando a sommare la generazione, carico e perdite ad ogni time-step. Questo bilancio viene mostrato in Figura 4.26.

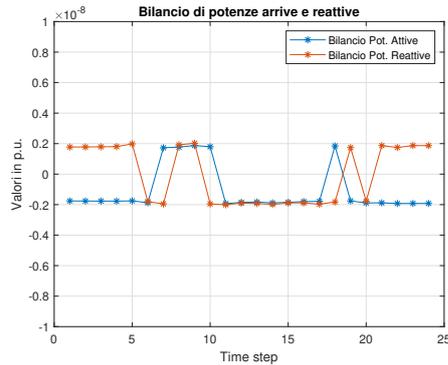


Figura 4.26: Bilancio delle potenze attive e reattive ad ogni time step della microrete a 33 nodi

Il bilancio mostrato in figura non è nullo, il che suggerirebbe un'incoerenza con il principio di conservazione dell'energia. Facendo diverse prove, andando a variare l'ordine di grandezza della tolleranza ϵ_V , si è notato che anche l'ordine di grandezza è variato in proporzione alla tolleranza: questo è positivo, dal momento che se idealmente si potesse imporre una tolleranza ϵ_V infinitesima, il bilancio di potenze sarebbe sempre nullo e quindi fisicamente corretto.

4.3.2 Carico elettrico giornaliero: caso 2

La stessa analisi viene eseguita con la microrete configurata per il caso 2, a pari carico giornaliero mostrato in Figura 4.23. I risultati ottenuti sono mostrati in Figura 4.27.

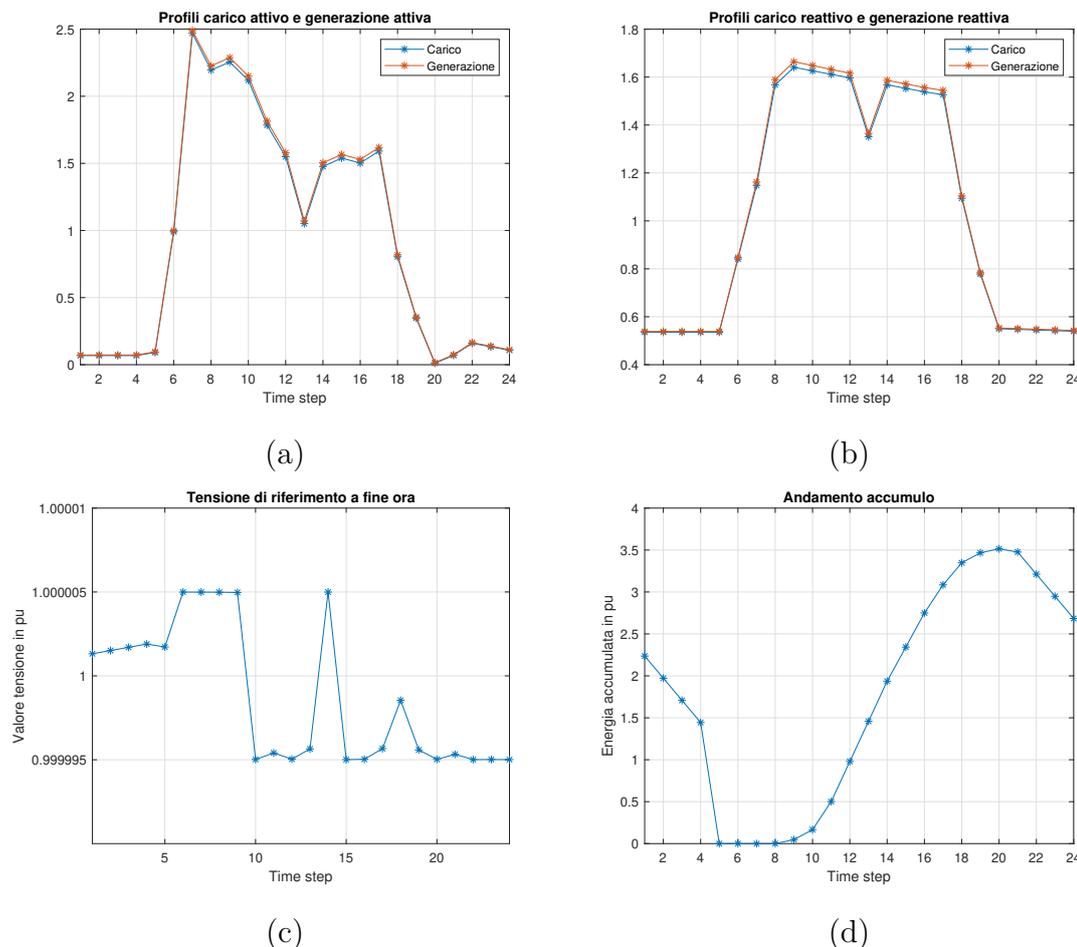


Figura 4.27: Risultati droop control con carico giornaliero (caso 2): andamento potenze attive (a), andamento potenza reattive (b), andamento tensione di riferimento (c) e andamento dell'accumulo (d) - caso 2

Anche nel caso 2 si ha che i generatori riescono a compensare sia il carico attivo (Figura 4.27.a) e sia il carico reattivo (Figura 4.27.b), mantenendo i valori di tensione più che accettabili (Figura 4.27.c). L'andamento dell'energia accumulata nell'accumulo mostrato in Figura 4.27.d in concomitanza con l'andamento delle potenze attive, si dimostra ancora una volta indispensabile per evitare di avere una

potenza attiva negativa nel time-step numero 20. In Figura 4.28 vengono riportate le tensioni minime e il nodo in cui si trovano.

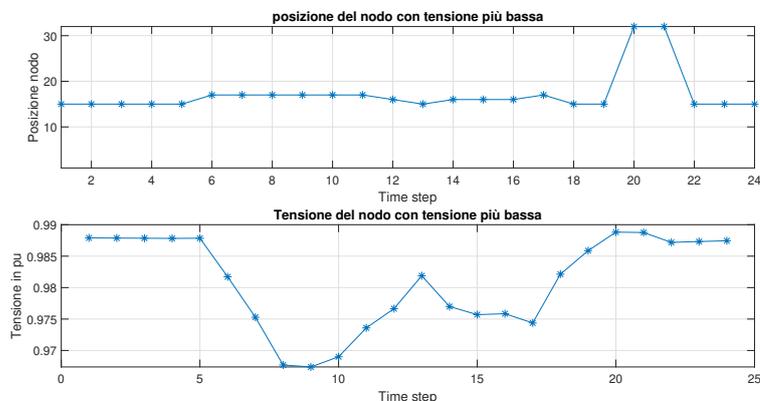


Figura 4.28: Nodi in cui è presente la tensione minima e il valore della tensione in pu - caso 2

Quindi è confermata ancora una volta l'efficacia della regolazione di tensione dal momento che i valori minimi di tensione della rete ad ogni time-step sono ben al di sopra del valore minimo di tensione ammissibile. In Figura 4.29 sono riportati i bilanci di potenza attiva e reattiva.

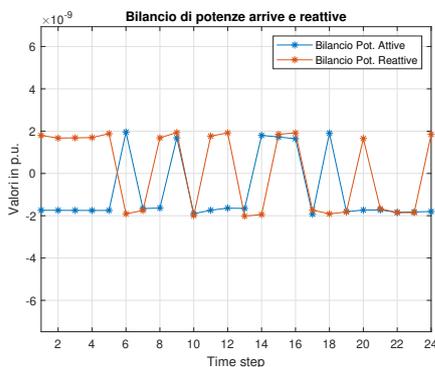


Figura 4.29: Bilancio delle potenze attive e reattive ad ogni time step della microrete a 33 nodi - caso 2

Gli errori di bilancio sono sempre confrontabili con le tolleranze ϵ_V e ϵ_f utilizzate, il che dimostra la coerenza del codice.

4.3.3 Carico elettrico giornaliero: caso 3

L'analisi del carico giornaliero (sempre il carico in Figura 4.23) viene fatta anche con la rete configurata per il caso 3. I risultati ottenuti sono mostrati in Figura 4.30. Nella Figura 4.30.a e Figura 4.30.b viene mostrata ancora una volta la capacità del

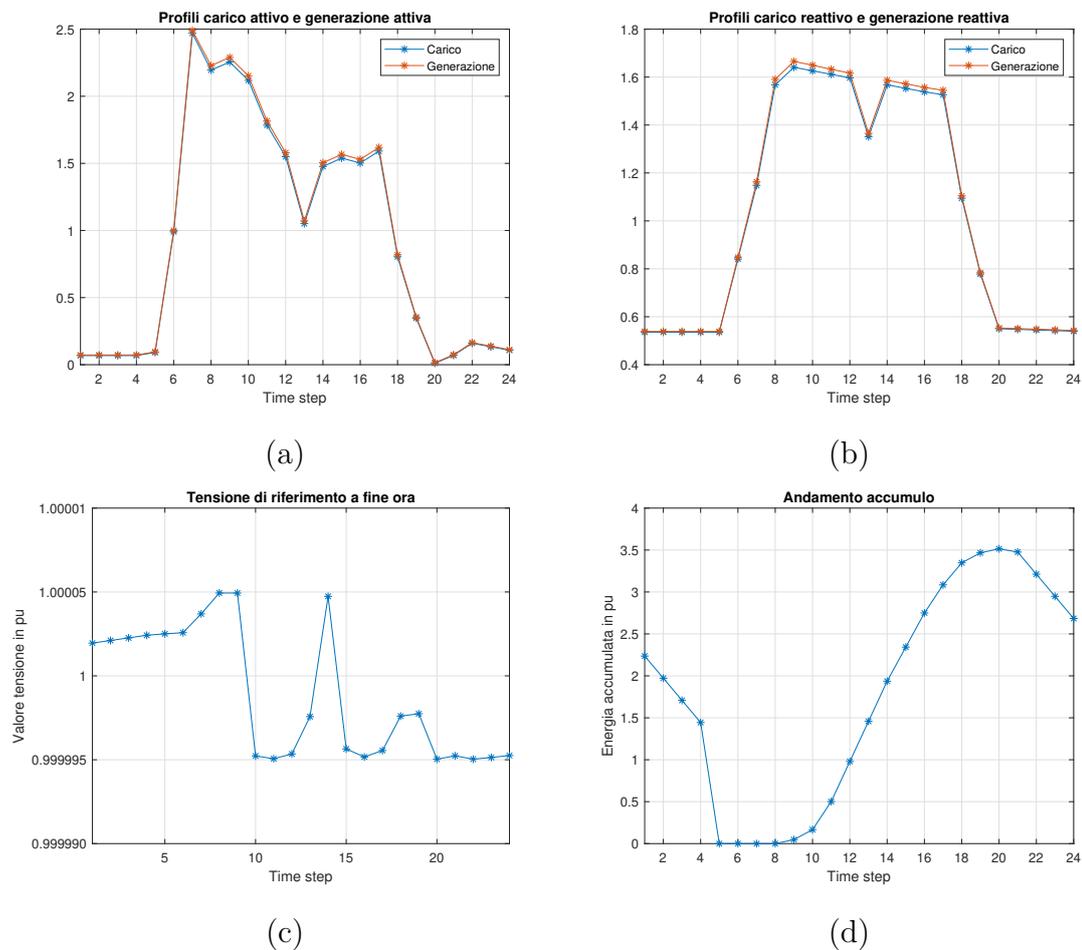


Figura 4.30: Risultati droop control con carico giornaliero (caso 2): andamento potenze attive (a), andamento potenza reattive (b), andamento tensione di riferimento (c) e andamento dell'accumulo (d) - caso 3

codice di adattare la generazione dei generatori in seguito al carico della microrete, mentre in Figura 4.30.c viene riportato l'andamento della tensione di riferimento che, come nei casi precedenti, dimostra l'efficacia della regolazione di tensione. In Figura 4.30.d si è presente l'andamento dell'energia dell'accumulo che ancora una volta è necessario a far sì che nel time-step 20 non ci sia potenza generata in

ecceso che non permetterebbe la convergenza del processo iterativo. In Figura 4.31 vengono riportate le tensioni minime e il nodo in cui si trovano.

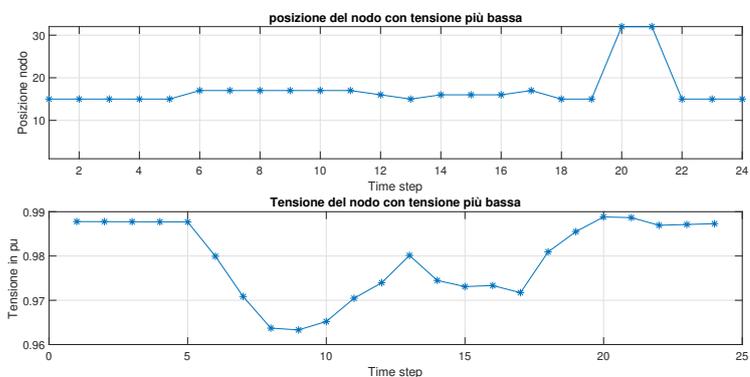


Figura 4.31: Nodi in cui è presente la tensione minima e il valore della tensione in pu - caso 3

Quindi è confermata ancora una volta l’efficacia della regolazione di tensione dal momento che i valori minimi di tensione della rete ad ogni time-step sono ben al di sopra del valore minimo di tensione ammissibile. In Figura 4.32 sono riportati i bilanci di potenza attiva e reattiva.

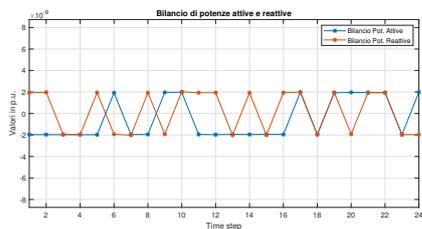


Figura 4.32: Bilancio delle potenze attive e reattive ad ogni time step della microrete a 33 nodi - caso 3

Gli errori di bilancio sono sempre confrontabili con le tolleranze ϵ_V e ϵ_f utilizzate, il che dimostra la coerenza del processo iterativo.

4.3.4 Carico elettrico settimanale: caso 1

Un caso di particolare interesse e maggiormente orientato alla realtà consiste nell'esaminare l'algoritmo in un contesto che simula una settimana tipica. Per realizzare questa simulazione, abbiamo adottato un approccio basato su un ciclo iterativo *for*, in cui, inizialmente, il carico giornaliero è adattato dinamicamente. Questo adattamento coinvolge la moltiplicazione dei valori sia per la potenza attiva che per quella reattiva, attraverso l'applicazione di due coefficienti estratti in modo casuale da un intervallo che varia tra 0,8 e 1,2. Questo processo introduce una variazione realistica nei carichi elettrici nel corso della settimana. I risultati di questa simulazione sono presentati nella Figura 4.33, che rappresenta chiaramente i profili di carico settimanali per diverse categorie di utenti, tra cui residenziali, industriali e terziario. Inoltre, la figura offre una panoramica della generazione di energia settimanale da fonti fotovoltaiche e idroelettriche. L'analisi di questa simulazione aiuta a comprendere in modo più dettagliato il comportamento dell'algoritmo in scenari realistici a lungo termine.

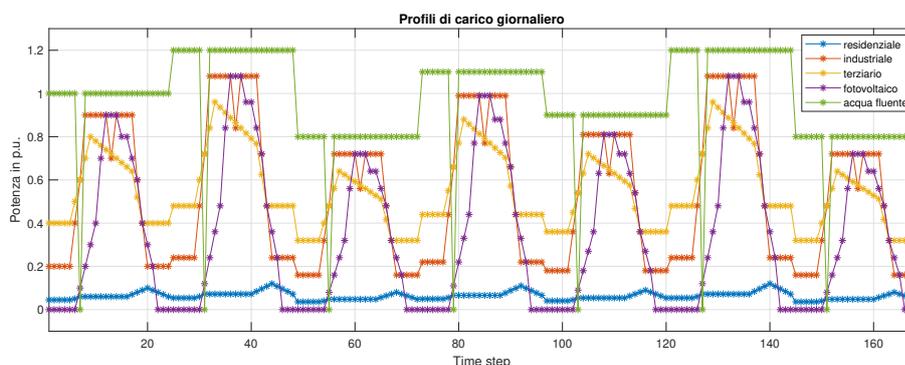


Figura 4.33: Andamento del carico settimanale e della generazione della microrete con 33 nodi (sia il carico che generazione sono rappresentati con segno positivo)

I risultati di questa simulazione sono presentati nella Figura 4.34. In questo scenario, il codice dimostra un'eccellente capacità di adattamento della potenza generata alle esigenze del carico, mantenendo contemporaneamente i valori di tensione a livelli accettabili. Le Figure 4.34.a e 4.34.b offrono una comparazione dettagliata tra la generazione e il carico di potenza attiva e reattiva. Come abbiamo osservato nel caso con carico giornaliero, la differenza tra questi profili rappresenta le perdite nel sistema. Per comprendere meglio l'equilibrio delle potenze attive e reattive, si fa riferimento alla Figura 4.35. Questo scenario di simulazione settimanale ci consente di esaminare in modo approfondito l'adattabilità dell'algoritmo a lungo termine e di valutare le prestazioni in situazioni più realistiche che coinvolgono fluttuazioni settimanali dei carichi.

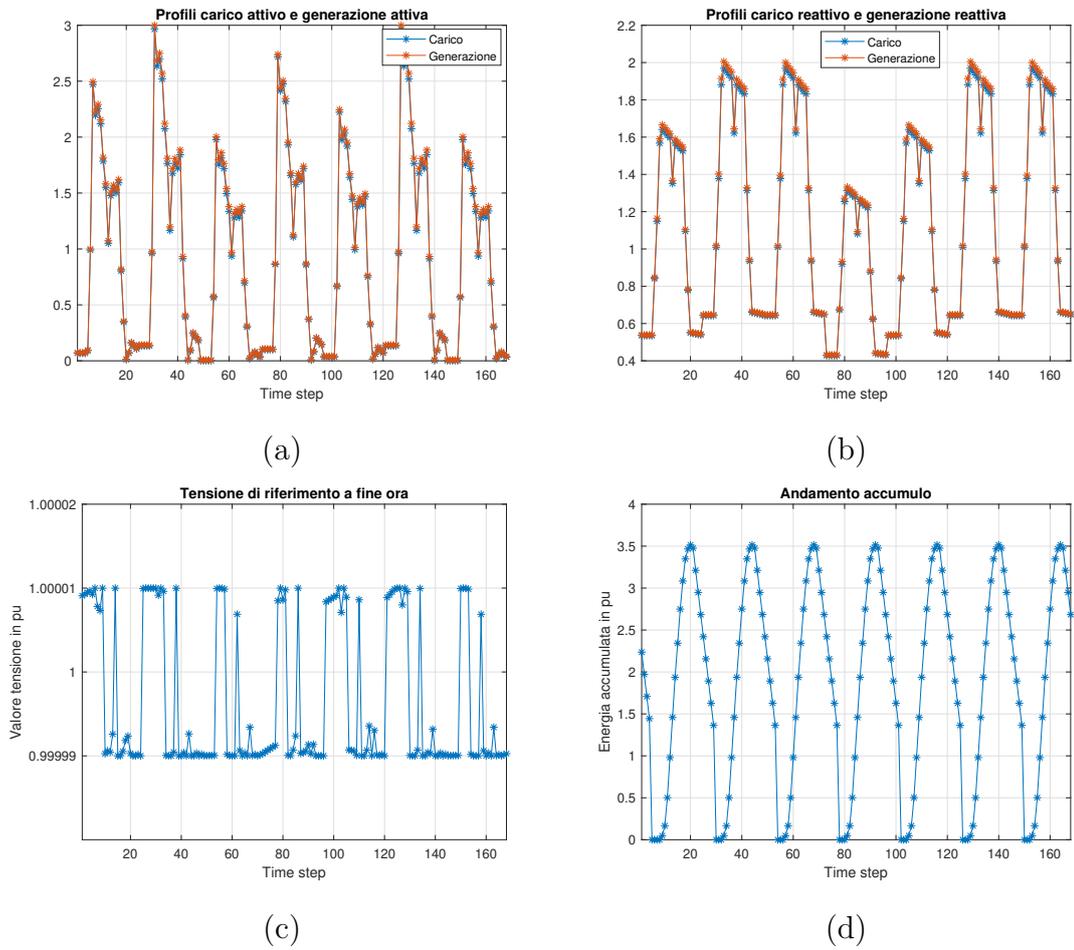


Figura 4.34: Risultati droop control con carico settimanale: andamento potenze attive (a), andamento potenza reattive (b), andamento tensione di riferimento (c) e andamento dell'accumulo (d) - caso 1

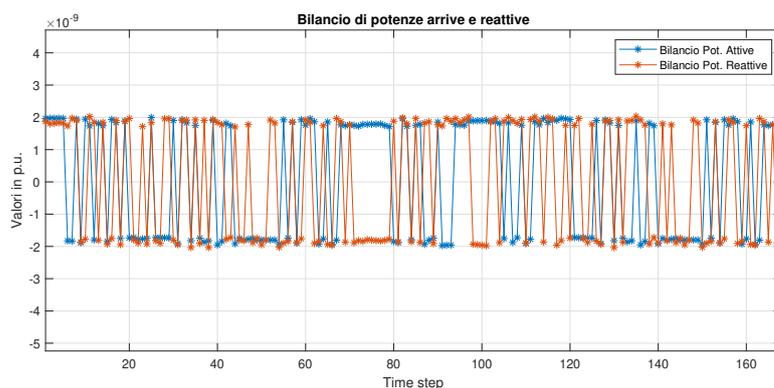


Figura 4.35: Bilancio delle potenze attive e reattive ad ogni time step della microrete a 33 nodi - caso 1

In merito alle tensioni, la Figura 4.36 presenta una dettagliata rappresentazione che identifica quale specifico nodo raggiunga la tensione minima e quali siano i valori registrati in ciascun momento. Questa analisi è estesa a tutti i time-step che compongono il carico settimanale, consentendo di esaminare con precisione la dinamica delle tensioni durante l'intera settimana.

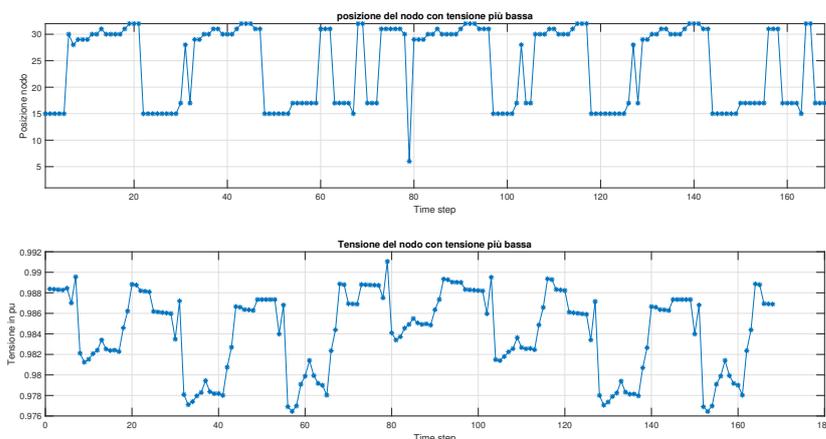


Figura 4.36: Nodi in cui è presente la tensione minima e il valore della tensione in pu - caso 1

In conclusione, le simulazioni condotte nei vari scenari hanno fornito una visione dettagliata delle capacità e delle prestazioni dell'algoritmo in esame. Sia nell'analisi del carico giornaliero che in quella del carico settimanale, il codice si è dimostrato altamente adattabile, gestendo con successo la potenza generata in risposta alle esigenze del sistema. I valori di tensione sono rimasti all'interno di limiti accettabili, come dimostrato dall'analisi dei nodi con tensione minima, che ha rivelato una

gestione efficace delle tensioni nel corso dei time-step. L'indagine settimanale ha consentito di esaminare le dinamiche del sistema su un arco temporale più esteso, rivelando la sua robustezza nell'affrontare fluttuazioni a lungo termine nei carichi. Inoltre, l'analisi del bilancio tra potenze attive e reattive ha evidenziato una gestione soddisfacente dell'energia nel sistema. In definitiva, l'algoritmo si è dimostrato affidabile e in grado di adattarsi efficacemente a diverse situazioni, offrendo una solida base per ulteriori sviluppi e ottimizzazioni.

4.3.5 Carico elettrico settimanale: caso 2

Viene eseguita un'analisi del comportamento del codice con carico settimanale (sempre il carico mostrato in Figura 4.33) anche con la microrete configurata secondo il caso 2. In Figura 4.37 sono presentati i risultati ottenuti.

In Figura 4.37.a ed in Figura 4.37.b è possibile notare come le generazione segue efficacemente il carico in ogni time-step del carico elettrico settimanale. In Figura 4.37.c viene mostrato l'andamento della tensione di riferimento e l'efficacia della regolazione di tale tensione, mentre in Figura 4.37.d è rappresentato l'andamento dell'accumulo e la sua continuità durante ogni giorno della settimana. Anche in questo caso si ha che le tensioni dei nodi della microrete assumono valori accettabili, come mostrato in Figura 4.38.

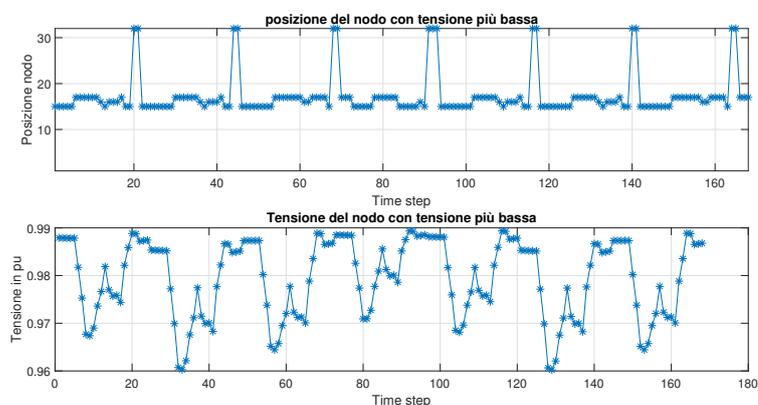


Figura 4.38: Nodi in cui è presente la tensione minima e il valore della tensione in pu - caso 2

Infine, la coerenza del codice è dimostrata dal fatto che le tolleranze ϵ_V e ϵ_f siano sempre confrontabili con gli errori di bilancio mostrati in Figura 4.39

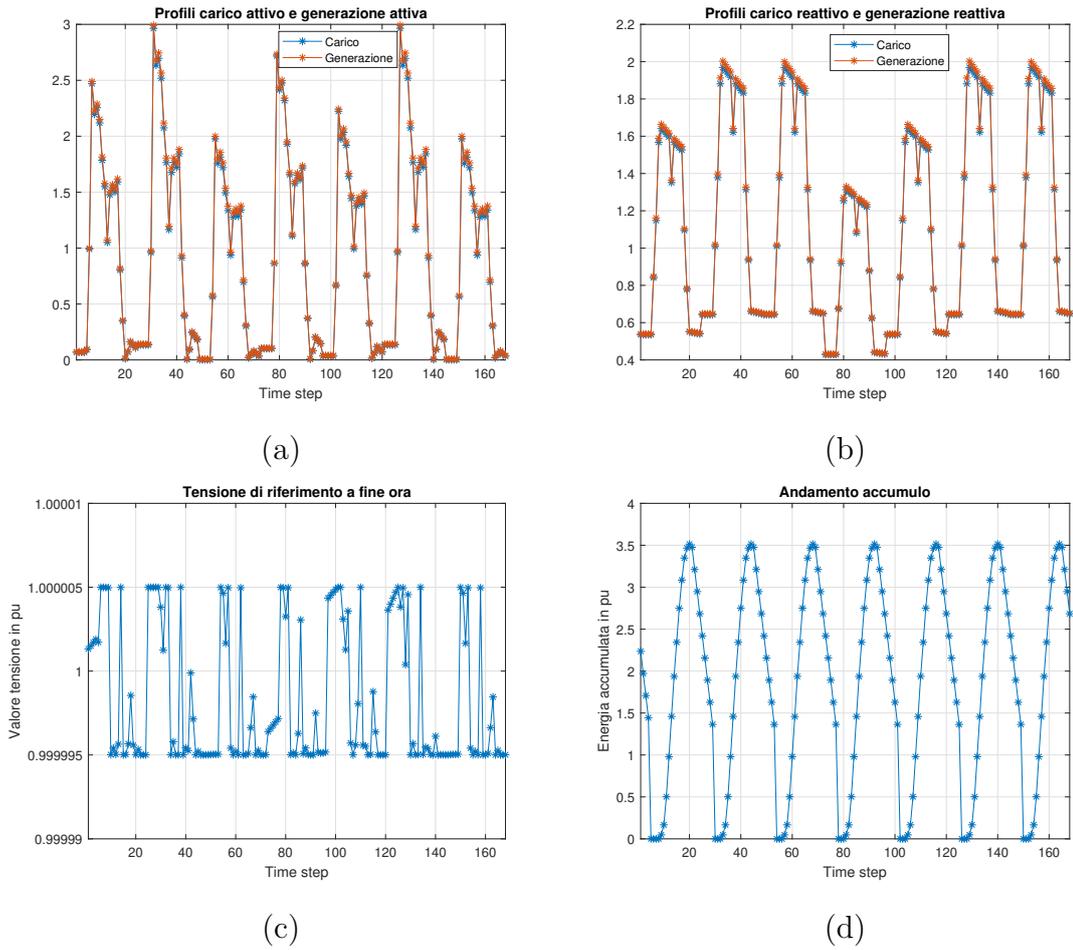


Figura 4.37: Risultati droop control con carico settimanale: andamento potenze attive (a), andamento potenza reattive (b), andamento tensione di riferimento (c) e andamento dell'accumulo (d), con rete configurata secondo il caso 2

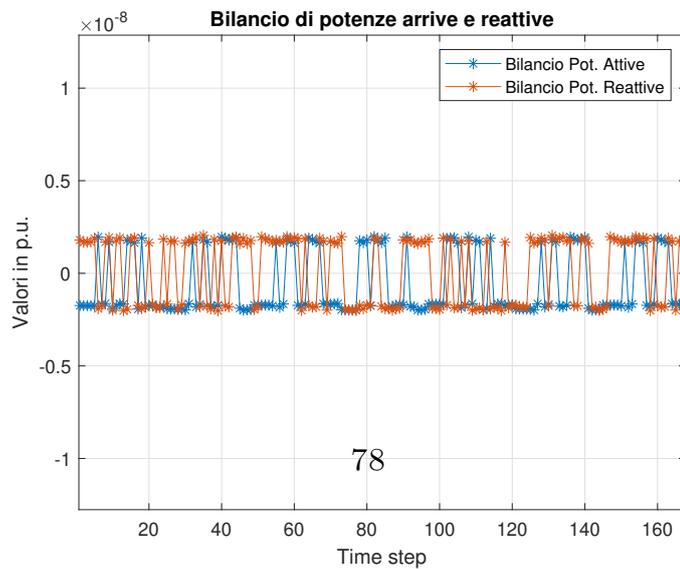


Figura 4.39: Bilancio delle potenze attive e reattive ad ogni time step della microrete a 33 nodi - caso 2

4.3.6 Carico elettrico settimanale: caso 3

Viene eseguita un'analisi del comportamento del codice con carico settimanale (sempre il carico mostrato in Figura 4.33) anche con la microrete configurata secondo il caso 3. In Figura 4.40 sono presentati i risultati ottenuti.

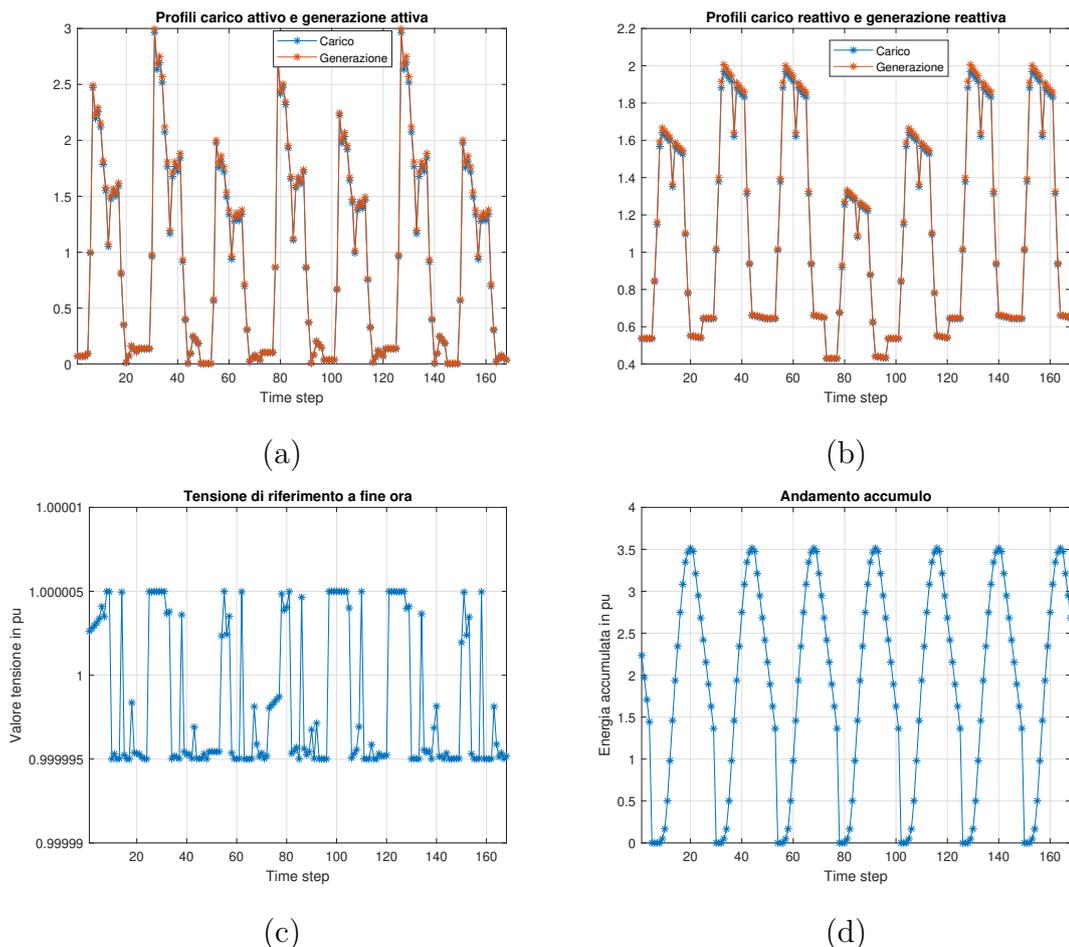


Figura 4.40: Risultati droop control con carico settimanale: andamento potenze attive (a), andamento potenza reattive (b), andamento tensione di riferimento (c) e andamento dell'accumulo (d), con rete configurata secondo il caso 2

In Figura 4.40.a ed in Figura 4.40.b è possibile notare come le generazione segue efficacemente il carico in ogni time-step del carico elettrico settimanale. In Figura 4.40.c viene mostrato l'andamento della tensione di riferimento e l'efficacia della

regolazione di tale tensione, mentre in Figura 4.40.d è rappresentato l'andamento dell'accumulo e la sua continuità durante ogni giorno della settimana. Anche in questo caso si ha che le tensioni dei nodi della microrete assumono valori accettabili, come mostrato in Figura 4.41.

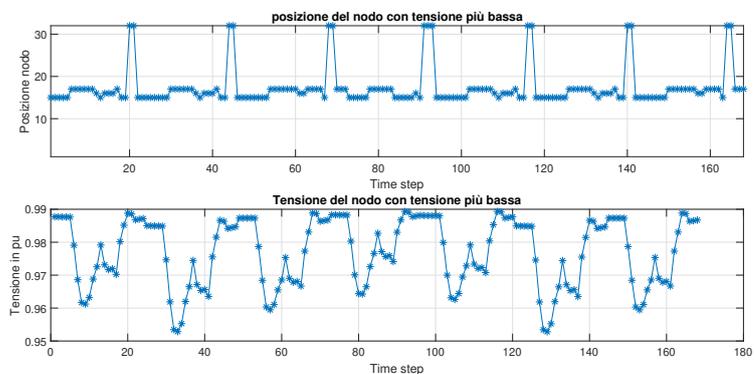


Figura 4.41: Nodi in cui è presente la tensione minima e il valore della tensione in pu - caso 3

Infine, la coerenza del codice viene ancora una volta dimostrata dal fatto che le tolleranze ϵ_V e ϵ_f siano confrontabili con gli errori di bilancio mostrati in Figura 4.42

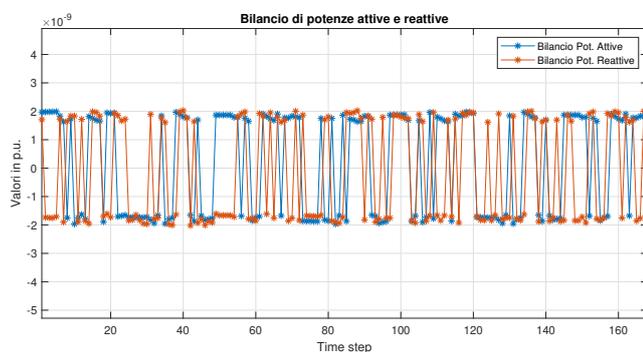


Figura 4.42: Bilancio delle potenze attive e reattive ad ogni time step della microrete a 33 nodi - caso 3

Partendo dai coefficienti omogenei calcolati come viene descritto nel paragrafo 4.2.3 e mostrati in Tabella 4.9 si sono ottenuti i risultati mostrati in Tabella 4.10.

Tabella 4.9: Valori per coefficienti di droop omogenei

Nodo	m_P	m_Q
1	0,050	0,050
2	0,351	0,351
7	0,351	0,351
29	0,351	0,351
39	0,351	0,351
53	0,351	0,351
82	0,351	0,351

Tabella 4.10: Potenza Generata dai Generatori della microrete con 10 nodi e coefficienti di droop omogenei

Generatore	Potenza Attiva (p.u.)	Potenza Reattiva (p.u.)
1	1,4020	1,1976
2	0,5673	$0,2551 \times 10^{-3}$
7	0,5673	$0,2551 \times 10^{-3}$
29	0,5673	$0,2551 \times 10^{-3}$
39	0,5673	$0,2551 \times 10^{-3}$
53	0,5673	$0,2551 \times 10^{-3}$
82	0,5673	$0,2551 \times 10^{-3}$
Potenza generata totale	4,8058	1,1992
Potenza richiesta totale	4,7862	1,1746
Perdite	0,0197	0,0246

Una distinzione significativa rispetto alla microrete con 33 nodi è l'inclusione di ammettenze trasversali ai nodi. Questo significa che quando calcoliamo le perdite, dobbiamo considerare non solo la resistenza elettrica dell'impedenza, ma anche la conduttanza. Per quanto riguarda le "perdite" di natura reattiva, è importante prestare particolare attenzione al contributo fornito dalla suscettanza dell'ammettenza. Poiché questa suscettanza è di tipo capacitivo, il valore delle "perdite" calcolate avrà un segno opposto. Pertanto, è necessario considerarle con un segno negativo nel bilancio delle potenze. Senza questo accorgimento, oltre a creare un'incoerenza nel bilancio delle potenze reattive, si verificherebbe una situazione in cui il carico supererebbe la generazione nell'andamento del profilo di carico e di generazione di potenza reattiva. Dalla Tabella 4.10, emerge in maniera

evidente un interessante fenomeno: le potenze reattive generate dai generatori non di riferimento si presentano notevolmente inferiori rispetto a quelle prodotte dal generatore di riferimento. Questo comportamento merita un'attenta analisi, in quanto è il risultato diretto dell'azione di regolazione della tensione di riferimento. Questa regolazione, oltre a influire sul valore della tensione in modo da contenerla nell'intervallo impostato, ha l'effetto collaterale di modificare la quantità di potenza reattiva generata dagli altri generatori presenti nel sistema. Questo fenomeno può essere visualizzato tramite la Figura 4.44, che mette in evidenza la relazione tra la potenza reattiva e le variazioni nella tensione del nodo di riferimento.

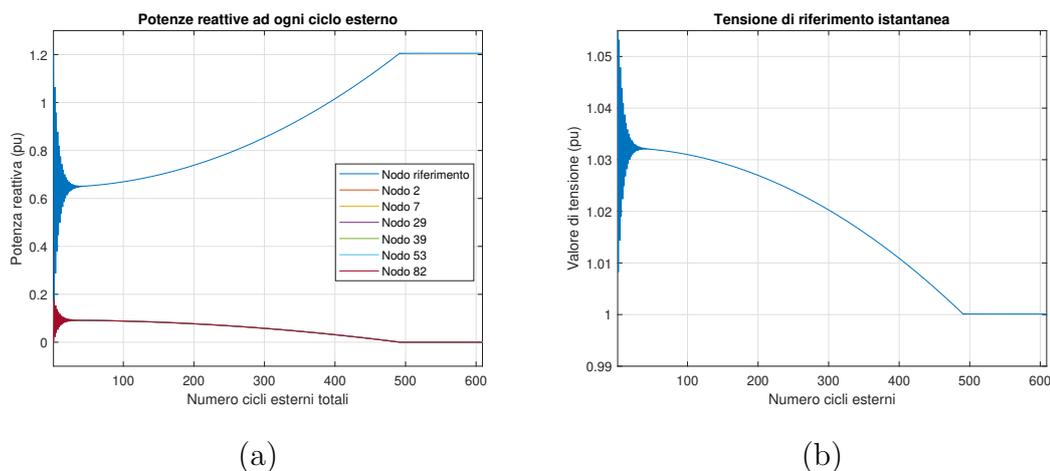


Figura 4.44: Andamento potenze reattive dei generatori (a) e andamento della tensione di riferimento (b)

Questo fenomeno può dar luogo a due problematiche significative. La prima è associata a uno squilibrio nella distribuzione di potenza reattiva all'interno della microrete. In pratica, ciò potrebbe comportare effetti indesiderati sulla qualità e la stabilità del sistema elettrico, con la possibilità di verificarsi situazioni di tensione al di fuori dei limiti desiderati, che includono sovratensioni o sottotensioni in alcune parti della rete. Il secondo motivo di preoccupazione è legato alle perdite. Poiché si ha una generazione di potenza reattiva centralizzata, con un flusso di potenza reattiva unidirezionale, ciò può provocare un aumento delle perdite all'interno del sistema. Con lo stesso criterio utilizzato in 4.2.2 è stata condotta una ricerca dei coefficienti di droop che consentano di minimizzare le perdite nella microrete; i coefficienti trovati sono riportati in Tabella 4.11. Con questa configurazione sono stati ottenuti i risultati riportati in Tabella 4.12.

Con questa configurazione sono state diminuite le perdite per effetto joule ma a discapito di un modesto aumento delle perdite di natura reattiva. Nonostante ciò, è stata mantenuta questa configurazione per le analisi successive.

Tabella 4.11: Valori per coefficienti di droop omogenei

Nodo	m_P	m_Q
1	0,050	0,050
2	0,250	0,250
7	0,500	0,500
29	0,400	0,400
39	1,000	1,000
53	0,600	0,600
82	0,650	0,650

Tabella 4.12: Potenza Generata dai Generatori della microrete con 103 nodi e coefficienti di droop omogenei

Generatore	Potenza Attiva (p.u.)	Potenza Reattiva (p.u.)
1	1,7987	1,2004
2	0,9451	$0,3973 \times 10^{-3}$
7	0,4726	$0,1987 \times 10^{-3}$
29	0,5906	$0,2483 \times 10^{-3}$
39	0,2363	$0,0993 \times 10^{-3}$
53	0,3938	$0,1655 \times 10^{-3}$
82	0,3635	$0,1528 \times 10^{-3}$
Potenza generata totale	4,8006	1,2017
Potenza richiesta totale	4,7862	1,1746
Perdite	0,0144	0,0271

4.4.1 Carico elettrico giornaliero (microrete con 103 nodi)

Per confermare ulteriormente che il codice non è stato implementato ad hoc per la microrete con 33 nodi, viene studiato il caso con molteplici time-step, partendo dal carico elettrico giornaliero. Anche in questo caso il profilo di carico giornaliero è composto da varie utenze, ovvero residenziali, industriali e terziarie e vi è generazione da fonti rinnovabili come il fotovoltaico, come mostrato in Figura 4.45.

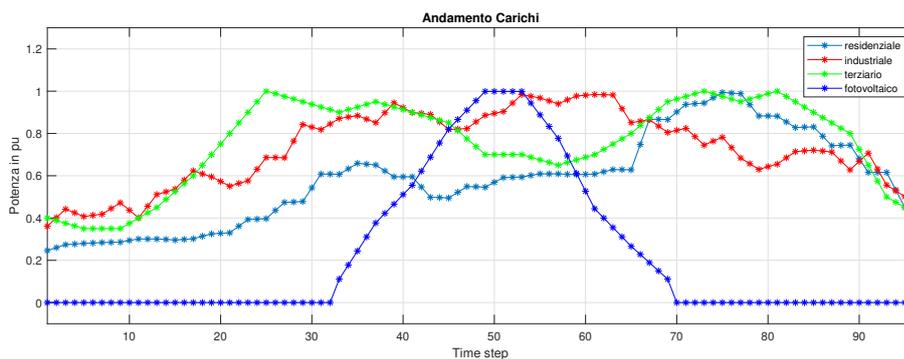


Figura 4.45: Profilo del carico e generazione elettrica giornaliero della microrete con 103 nodi

A differenza del caso analizzato nel paragrafo 4.3.1, non ci sono time-step in cui la generazione da fonti rinnovabili supera il carico, quindi la presenza di un accumulo è del tutto superflua e di conseguenza il sistema di accumulo non è stato previsto. In Figura 4.46 sono riportati gli andamenti dei carichi e generazione di potenza attiva e potenza reattiva con carico elettrico giornaliero.

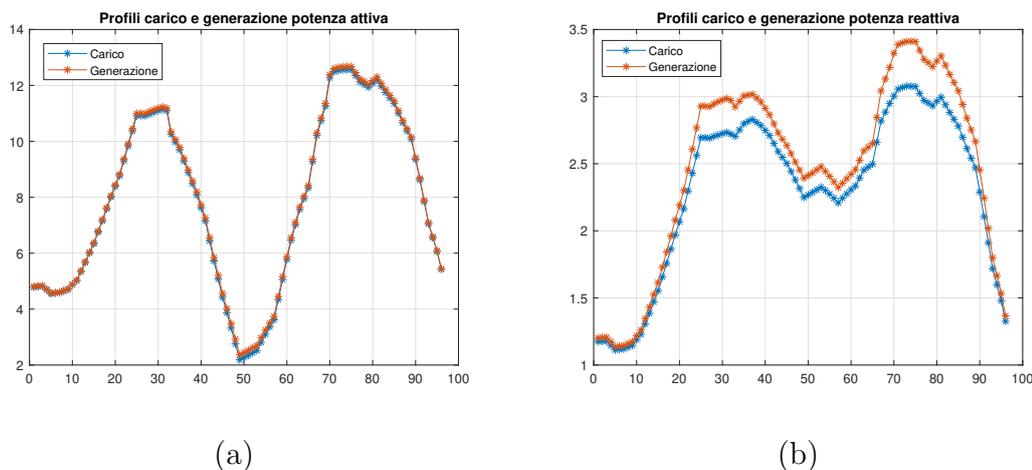


Figura 4.46: Andamento dei carichi e generazione di potenza attiva (a) e potenza reattiva (b) con carico elettrico giornaliero

Da queste figure si nota come anche in questa microrete il codice riesce a gestire la generazione dei generatori in funzione del carico giornaliero sia per le potenze attive che reattive. In Figura 4.47 sono riportati i bilanci delle potenze al nodo di riferimento per verificare la validità dei risultati ottenuti.

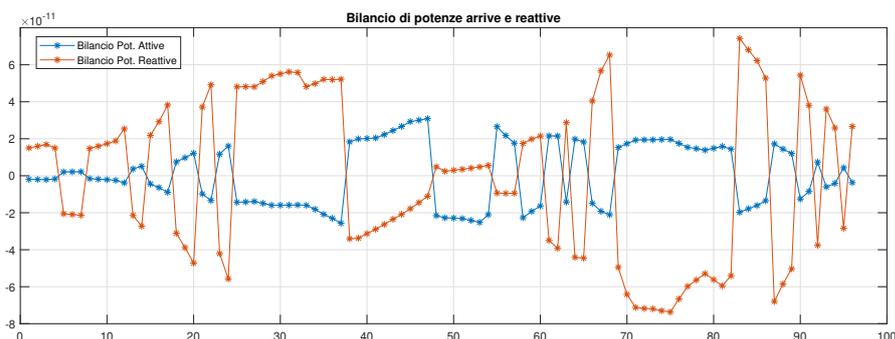


Figura 4.47: Bilanci di potenza attiva e reattiva della microrete con 103 nodi e carico giornaliero

Notare come l'ordine di grandezza di questi errori di bilanciamento è di 10^{-11} , nonostante la tolleranza utilizzata è pari a $\epsilon_V = 10^{-10}$. Infine in Figura 4.48 viene riportato l'andamento della tensione di riferimento che viene contenuta negli intervalli imposti. ¹

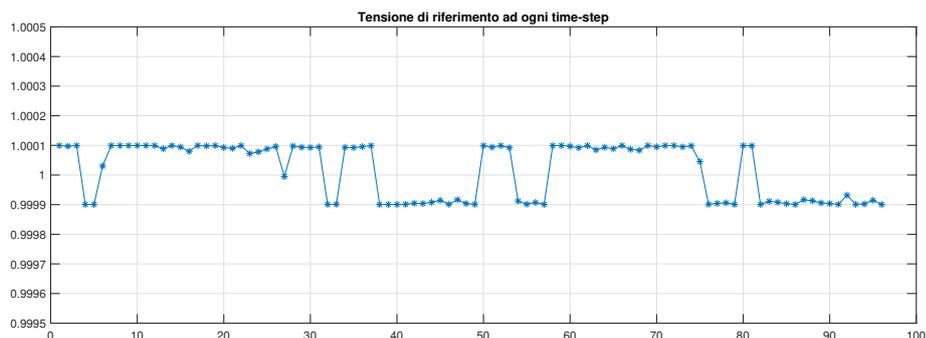


Figura 4.48: Andamento tensione di riferimento della microrete con 103 nodi e carico giornaliero

Anche in questa situazione, la regolazione di tensione dimostra la sua capacità di influenzare la potenza reattiva fornita dal generatore di riferimento al fine di controllare il livello di tensione. Ora rimane da esaminare come la tensione si riduce lungo la microrete e identificare i nodi in cui si registra il valore più basso di tensione e qual è questo valore. Poiché la rete comprende più nodi e quindi si estende maggiormente, ci si aspetta una caduta maggiore di tensione. Questo aspetto è illustrato nella Figura 4.49.

¹**N.B. :** Per motivi di praticità, ovvero velocità di esecuzione dell'algoritmo, sono stati aumentati gli intervalli di tensione, cioè la massima variazione che la tensione di riferimento può subire, da 10^{-6} a 10^{-5} .

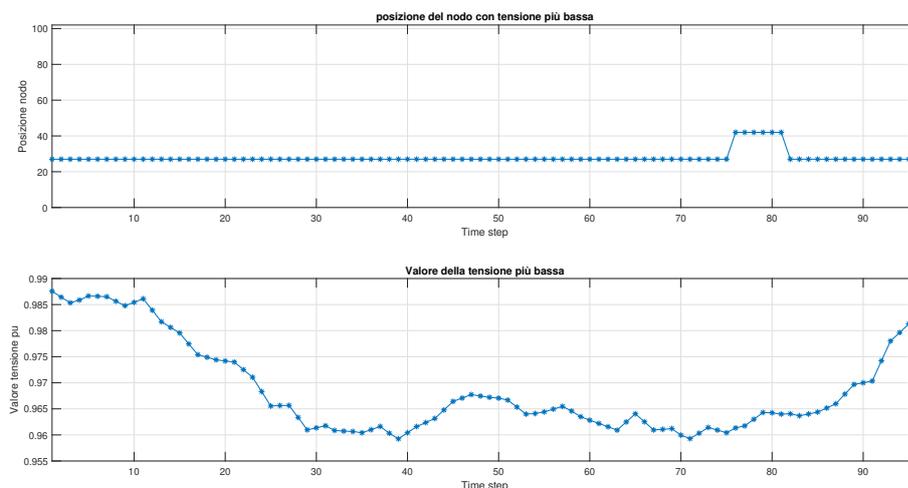


Figura 4.49: Nodi in cui è presente il minor valore di tensione

Da come ci si aspettava, le tensioni minime in questa microrete sono più basse rispetto al caso della microrete con 33 nodi, ma comunque rientrano nell'intervallo di tensioni accettabili. Si passa ora al caso con carico settimanale.

4.4.2 Carico elettrico settimanale (microrete con 103 nodi)

Quest'analisi è stata fatta esattamente come descritto in 4.3.4, quindi facendo variare il carico randomicamente, in modo da simulare una variazione che si può avere durante una settimana. Il profilo dei carichi risultante è riportato in Figura 4.50.

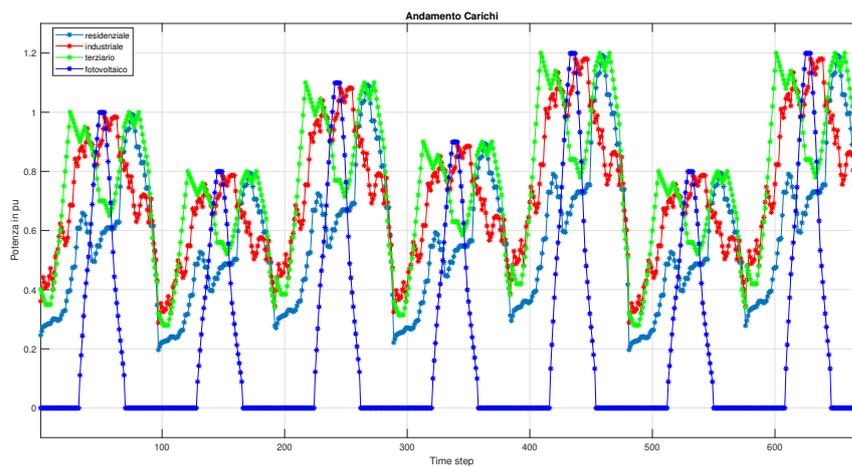


Figura 4.50: Profilo del carico elettrico settimanale della microrete con 103 nodi

In Figura 4.51 sono riportati i risultati ottenuti.

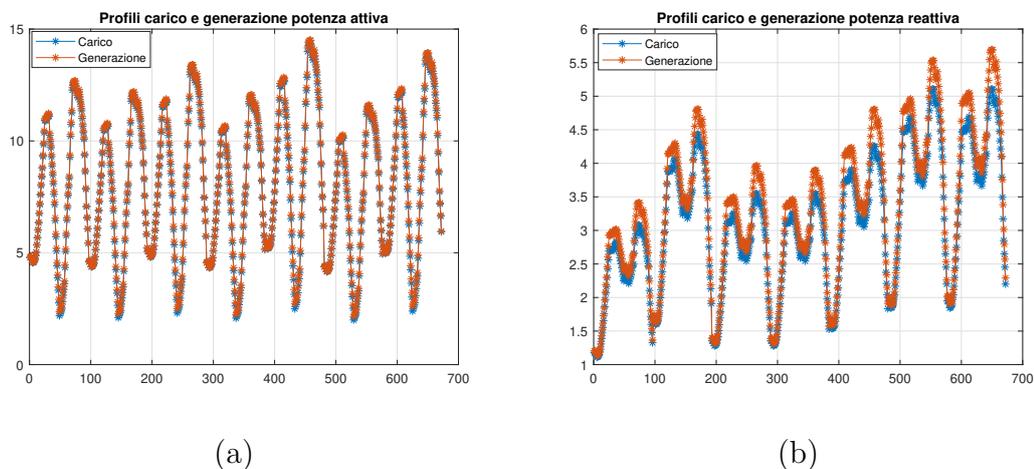


Figura 4.51: Andamento dei carichi e generazione di potenza attiva (a) e potenza reattiva (b) con carico elettrico giornaliero

I carichi attivi e reattivi vengono efficacemente coperti dalla generazione di potenza attiva e reattiva, il gap tra generazione e carico coincide come al solito con le perdite. Il bilancio di potenza è mostrato in Figura 4.52.

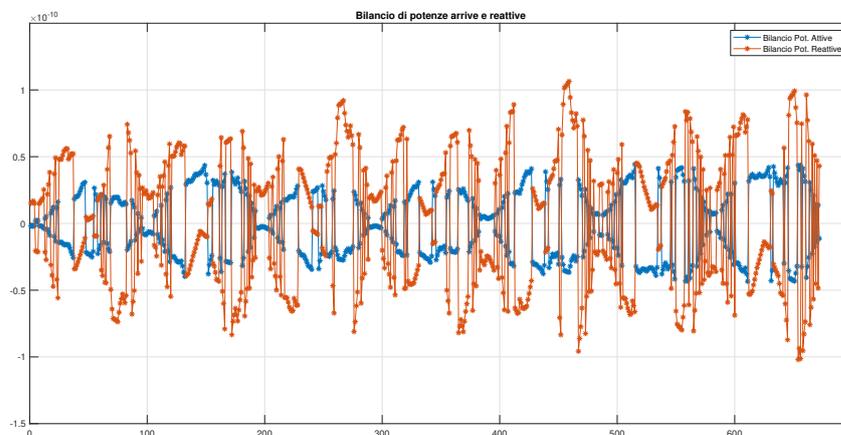


Figura 4.52: Bilanci di potenza attiva e reattiva con carico settimanale della microrete con 103 nodi

In questa situazione, l'errore nei bilanci è coerente con la tolleranza ϵ_V stabilita. Tuttavia, è evidente che il time-step in cui si verifica il massimo errore di bilancio coincide con il time-step in cui si verifica il picco massimo di carico attivo, e quindi

in cui si ha una variazione di carico più rapida. Passando al comportamento della tensione di riferimento, in Figura 4.53, si trovano anche qui risultati soddisfacenti.

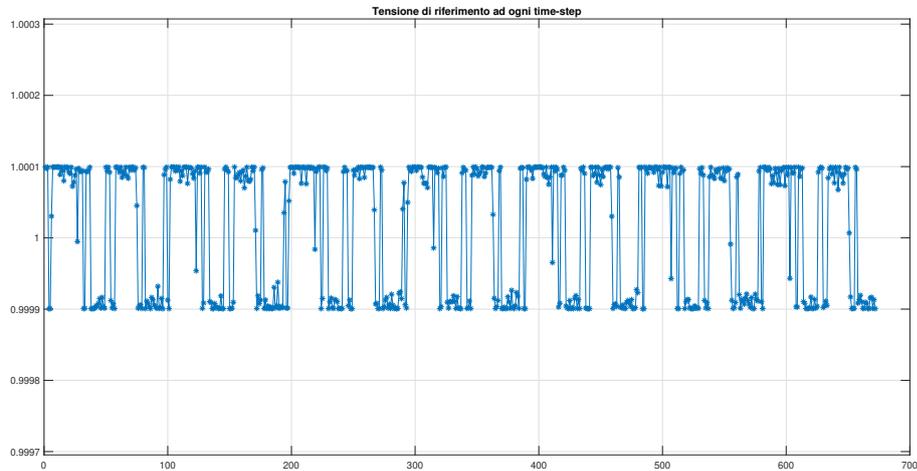


Figura 4.53: Andamento tensione di riferimento della microrete con 103 nodi e carico giornaliero

In Figura 4.54 sono rappresentati i nodi in cui vi è il minor valore di tensione ad ogni time-step: in nessuno di essi vi sono problemi legati al superamento dei valori limite di tensione.

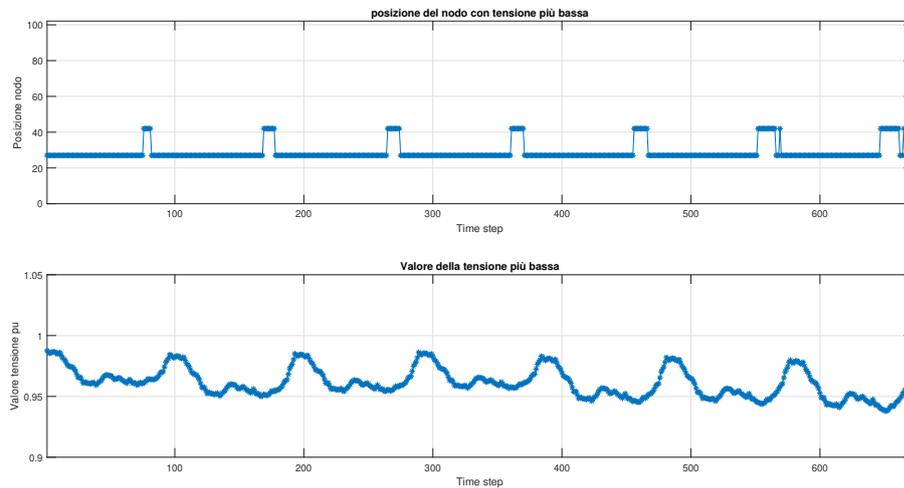


Figura 4.54: Nodi in cui è presente il minor valore di tensione

4.5 Conclusioni

L'obiettivo iniziale di questa tesi era di implementare il droop control classico proposto da [25] per studiarne il comportamento in diversi ambiti per verificare i suoi limiti. L'implementazione però ha evidenziato alcune criticità nel modello proposto nella letteratura, rendendo necessario la modifica del codice. Tale modifica si è dimostrata determinante per ottenere dei risultati, ma soprattutto comportamenti, attesi. Il codice infatti si mostra capace di annullare la variazione di frequenza dovuta alla differenza tra generazione e carico in una rete, e nel farlo tale potenza generata viene distribuita in base ai coefficienti di droop (che possono essere visti come gli statismi dei generatori). Oltre ad annullare la variazione di frequenza, l'algoritmo rimane coerente con la realtà delle microreti. Infatti, al variare della potenza reattiva richiesta dalla microrete vi è una variazione di tensione di riferimento, dal momento che una microrete lavorando in isola non ha la possibilità di regolare la tensione al nodo slack. Oltre a riuscire nell'implementazione del codice di droop control classico, si è andati oltre l'obiettivo iniziale: per prima cosa, è stata fatta un'indagine sul valore dei coefficienti di droop per capire quali siano i valori che permettono una diminuzione delle perdite, con risultati soddisfacenti dato che è stato possibile diminuirle in modo non trascurabile. Seconda cosa, si è inserita la saturazione della generazione per studiare il comportamento che ha permesso ancora una volta di diminuire le perdite della microrete. Un'altra aggiunta, di importanza maggiore rispetto alle altre due appena indicate, è la regolazione della tensione di riferimento, che permette di scegliere la soglia massima e minima di tale tensione e il codice adatterà la potenza reattiva del generatore di riferimento per far sì che la tensione di riferimento rimanga all'interno delle soglie imposte. Una volta accertato il funzionamento del codice, per validare i risultati ottenuti sono state fatte due prove, una riguardante il bilancio delle potenze attive e reattive e l'altra riguardante i valori di tensione ai nodi attraverso un codice esterno che, una volta inseriti i carichi e generazioni della microrete, effettuava il BFS per il calcolo di tali tensioni. La validazione data dai bilanci di potenza è data dal fatto che l'errore di bilancio è proporzionale alla tolleranza utilizzata nell'algoritmo. Come già spiegato al paragrafo 4.3.1, questa proporzione tra l'errore di bilancio e tolleranza è positiva, dal momento che conferma la coerenza del codice; lo stesso vale per la validazione delle tensioni, il cui errore è ancora una volta proporzionale alla tolleranza utilizzata nel droop control classico e nel BFS usato per calcolare le tensioni di verifica. Una volta appurata la coerenza del codice per il funzionamento in un singolo time-step, si è passati al passo successivo, ovvero con un carico multi time-step sia per un carico elettrico giornaliero che settimanale. Dalle prove fatte ne è scaturito che il codice riesce ad adattare la generazione in base al carico per ogni time-step, mantenendo la tensione di riferimento entro i valori impostati, senza che ci siano nodi con valori di tensioni non accettabili. Per avere la certezza che il codice non

fosse stato creato appositamente per la microrete con 33 nodi, è stata presa una microrete da 103 nodi, in modo da aggiungere complessità. Il codice si dimostra capace di controllare la generazione in base al carico richiesto dalla microrete, sia con carico giornaliero che settimanale, riuscendo a controllare la tensione in modo da rispettare i limiti imposti.

Vantaggi

1. Annullamento delle variazioni di frequenza: il codice è in grado di annullare le variazioni di frequenza dovute alla differenza tra generazione e carico nella rete, contribuendo così a mantenere un bilanciamento nella rete di distribuzione dell'energia elettrica.
2. Distribuzione della potenza generata basata sui coefficienti di droop: l'algoritmo distribuisce la potenza generata in base ai coefficienti di droop, che possono essere considerati come gli stati statici dei generatori. Ciò contribuisce a una gestione efficiente della potenza e diminuzione delle perdite.
3. Riduzione delle perdite: mediante un'indagine sui coefficienti di droop, è stato possibile identificare i valori che permettono una significativa riduzione delle perdite nell'impianto di distribuzione elettrica.
4. Inserimento della saturazione della generazione: l'aggiunta della saturazione della generazione ha ulteriormente contribuito a ridurre le perdite nella microrete, migliorando l'efficienza complessiva.
5. Regolazione della tensione di riferimento: la possibilità di regolare la tensione di riferimento, con soglie massime e minime impostate, consente al codice di adattare la potenza reattiva del generatore di riferimento per mantenere la tensione entro i limiti desiderati.
6. Adattabilità a carichi multi time-step: il codice è in grado di gestire con successo carichi multi time-step, sia per carichi elettrici giornalieri che settimanali, senza violare i limiti di tensione.
7. Implementazione: il codice offre un ambiente che consente di creare diverse configurazioni di microreti senza richiedere modifiche estensive al codice sorgente. È possibile personalizzare il numero e la disposizione dei nodi di generazione, determinare la distribuzione di potenza attraverso i coefficienti e la saturazione, decidere se includere il sistema di accumulo con la generazione da fonti rinnovabili, e sfruttare la funzione di regolazione della tensione.

Svantaggi

1. Coefficienti di droop: la mancanza di documentazione esaustiva sui coefficienti di droop complica il confronto con i parametri effettivi di regolazione utilizzati dai generatori nelle microreti. Di conseguenza, non è possibile garantire un adeguato allineamento con la realtà.
2. Generatore di riferimento: affinché il codice possa convergere in modo efficace, è cruciale che il generatore posizionato al nodo di riferimento abbia un coefficiente di droop significativamente più basso. Questo si traduce concretamente in una capacità di generazione superiore rispetto agli altri generatori nella microrete. La presenza di generatori con coefficienti di droop troppo simili a quello del generatore di riferimento può provocare oscillazioni nella potenza generata che ostacolano la riuscita convergenza del codice. Di conseguenza, ciò implica che le scelte relative ai generatori devono tener conto di questa differenza di capacità, richiedendo la presenza di almeno un generatore di dimensioni maggiori.
3. Ipotesi droop control classico: l'ipotesi fatta per disaccoppiare le equazioni 3.5 e 3.6, ovvero che la reattanza della linea è molto più grande della resistenza, non è applicabile al contesto delle microreti dal momento che operano in MT o addirittura BT. Proprio per questo motivo, sono stati sviluppati approcci alternativi al droop control classico, come il droop control resistivo (3.2), che inverte l'ipotesi di base regolando la variazione di frequenza attraverso la potenza reattiva e la tensione attraverso la potenza attiva. Un altro esempio è il droop control generalizzato (3.4), in cui, conosciuto l'angolo medio dell'impedenza di rete, le equazioni della rete vengono ruotate di tale angolo e gestite come nel droop control classico, consentendo una maggiore flessibilità nell'applicazione di questi principi alle microreti, ma a discapito di minori performance.

Sviluppi futuri

- Ottimizzazione dei coefficienti di droop: continuare la ricerca per identificare i coefficienti di droop ottimali in base alle specifiche condizioni operative delle microreti, garantendo così una regolazione ancora più efficiente della potenza.
- Integrazione con reti di distribuzione più ampie: investigare l'integrazione delle microreti all'interno delle reti di distribuzione esistenti e sviluppare strategie per massimizzare la sinergia tra microreti e reti più vaste.
- Comparazione dei differenti droop control: un'analisi comparativa completa tra il droop control classico, il droop control generalizzato e il droop control

resistivo potrebbe fornire una base solida per la selezione del metodo di controllo più adatto a specifiche applicazioni o condizioni operative, contribuendo a migliorare l'efficienza e l'affidabilità delle microreti.

Bibliografia

- [1] Warneryd Martin, Håkansson Maria e Karltorp Kersti. «Unpacking the complexity of community microgrids: A review of institutions' roles for development of microgrids». In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 121.1 (April 2020), pp. 1–4 (cit. alle pp. 3, 5).
- [2] Haji Bashi Mazaher et al. «A review and mapping exercise of energy community regulatory challenges in European member states based on a survey of collective energy actors». In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 121.1 (April 2020) (cit. alle pp. 3, 7).
- [3] Mapping Microgrids in the EU. *Microgrids in the EU*. Data di accesso: Ottobre 2023. 2022. URL: <https://www.microgrids-research.eu/mapping-microgrids> (cit. a p. 3).
- [4] Bauwens Thomas, Schraven Daan, Drewing Emily, Radtke Jorg, Holstenkamp Lars, Gotchev Boris e Yildiz Ozgür. «Conceptualizing community in energy systems: A systematic review of 183 definitions». In: *Elsevier* 156.1 (December 2021) (cit. a p. 5).
- [5] Minghui Guia Emi e MacGilla Iain. «Typology of future clean energy communities: An exploratory structure, opportunities, and challenges». In: *Energy Research & Social Science* 35.94-107 (2018) (cit. alle pp. 5, 6).
- [6] Di Lorenzo Gianfranco, Martirano Luigi e Araneo Rodolfo. «Democratic Power Sharing in Renewable Energy Communities: Engaging Citizens for Sustainable Energy Transition». In: *IEEE* (2021) (cit. a p. 7).
- [7] *Renewable energy communities in Italy and in Europe*. Data di accesso: Ottobre 2023. 2023. URL: <https://www.enelgreenpower.com/countries/europe/Italy/renewable-energy-communities/renewable-energy-communities-italy-europe> (cit. a p. 8).
- [8] Gemeinde Saerbeck. *Saerbeck a community lives the energy turnaround*. Data di accesso: Ottobre 2023. 2014. URL: https://klimakommune-saerbeck.de/city_info/display/dokument/show.cfm?region_id=408&id=375005 (cit. a p. 8).

-
- [9] Fedarene. *Local citizen-owned energy communities in France*. Data di accesso: Ottobre 2023. 2021. URL: <https://fedarene.org/best-practice/local-citizen-owned-energy-communities-in-france/> (cit. a p. 8).
- [10] Enel X. *Nasce la prima CER in area industriale*. Data di accesso: Ottobre 2023. 2023. URL: <https://www.enelx.com/it/it/storie/2023/07/buccino-comunita-energetica-industriale> (cit. a p. 9).
- [11] ANSA.it. *Energia: in Lombardia prima comunità energetica rinnovabil*. Data di accesso: Ottobre 2023. 2022. URL: https://www.ansa.it/ansa2030/notizie/green_blue/2022/02/04/energia-in-lombardia-prima-comunita-energetica-rinnovabile_848dcd20-c5bf-4472-b8bf-e1adf81b4364.html (cit. a p. 9).
- [12] Colak Ilhami, Bayndir Ramazan e Sagiroglu Seref. «The Effects of the Smart Grid System on the National Grids». In: *IEEE* (2020) (cit. a p. 9).
- [13] Khushi Farha, Hamida Belal Ahmed, Wong Azman Amelia, Bhattacharjee Amit e Motakabber. «Smart Microgrid approach for Distributed power generation of renewable energy». In: *8th International Conference on Computer and Communication Engineering (ICCCCE)* (2021) (cit. alle pp. 10, 13).
- [14] Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica. *Bando europeo NER300*. Data di accesso: Ottobre 2023. 1agosto 2013. URL: <https://www.mase.gov.it/pagina/bando-europeo-ner300> (cit. a p. 11).
- [15] Balocchi Andrea. *PAN: la smart grid regionale con 30mila km di rete*. Data di accesso: Ottobre 2023. 10 Dicembre 2020. URL: <https://www.lumi4innovation.it/pan-smart-grid-regionale/> (cit. a p. 11).
- [16] Hormaeche José Ignacio. *Bidelek Sareak, Advanced smart grids*. Data di accesso: Ottobre 2023. URL: <https://s3platform.jrc.ec.europa.eu/bidelek-sareak-advanced-smart-grids> (cit. a p. 11).
- [17] Fedarene. *One of Slovenia's first smart grid systems in a public building*. Data di accesso: Ottobre 2023. 2023. URL: <https://fedarene.org/best-practice/one-of-slovenias-first-smart-grid-systems-in-a-public-building/> (cit. a p. 11).
- [18] Mahmoud Saleh, Yusef Esa, Yassine Mhandi, Werner Brandauer e Ahmed Mohamed. «Design and implementation of CCNY DC microgrid testbed". 2016 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting». In: *IEEE* (2016), pp. 1–7 (cit. a p. 13).
- [19] Liaqat Ali e Shahniah Farhad. «Determination of an economically-suitable and sustainable standalone power system for an off-grid town in Western Australia». In: *Renewable Energy* 106 (June 2017), pp. 243–254 (cit. a p. 13).

- [20] Hayden Ernest N. «Introduction to microgrids». In: *Securicon* (2013) (cit. a p. 13).
- [21] Zhu Xuan, Han Xiao-qing, Qin Wen-ping e Wang Peng. «Past, today and future development of micro-grids in China». In: *Elsevier* (November 2014), pp. 5–8 (cit. a p. 13).
- [22] Chicco Gianfranco e Mazza Andrea. «Corso di Distribuzione e Utilizzazione dell’Energia Elettrica». In: (2021-2022) (cit. alle pp. 15, 23, 24, 28, 59, 64).
- [23] Allegato A70. «Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita». In: *Guida Tecnica* (August 2012) (cit. alle pp. 15, 19, 30).
- [24] Comitato Elettrotecnico Italiano. «Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica». In: (nov. 2022) (cit. a p. 17).
- [25] Diàz Guzmàn, Gòmez-Aleixandre Javier e Coto Josè. «Direct BFS Algorithm for Solving Load Power Flows in AC Droop-Regulated Microgrids». In: *IEEE Transactions On Smart Grid* 7.5 (September 2016), p. 1 (cit. alle pp. 25, 33, 35, 36, 42–44, 46–51, 54, 55, 90).
- [26] Remboski Felisberto Kim Diefrei, Thiago de Godoy Paulo, Marujo Diogo, Batista de Almeida Adriano e Iscuissati Rodrigo de Barros. «Trends in Microgrid Droop Control and the Power Sharing Problem». In: *Journal of Control, Automation and Electrical Systems* 33 (2022), pp. 719–732 (cit. alle pp. 31, 37–39, 42).
- [27] Tayaba Usman Bashir, Bin Roslana Mohd Azrik, Hwaia Leong Jenn e Kashif Muhammad. «A review of droop control techniques for microgrid». In: *Elsevier* 76 (2017), pp. 717–727 (cit. alle pp. 38, 39, 42).
- [28] Oureilidis Konstantinos O. e Demoulias Charis S. «A decentralized impedance-based adaptive droop method for power loss reduction in a converter-dominated islanded microgrid». In: *Grids Netw* 5 (2016), pp. 39–49 (cit. a p. 40).
- [29] Hassanzahraee M e Bakhshai A. «Adaptive transient power control strategy for parallel-connected inverters in an islanded microgrid». In: *Proceedings of the 38th annual conference on IEEE industrial electronics society* (2012), pp. 5926–5931 (cit. alle pp. 41, 55, 56).
- [30] Baran Mesut E. e Wu Felix F. «Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing». In: *IEEE Transaction on power delivery* 4.2 (April 1989) (cit. a p. 48).
- [31] Manna Dulal, K. Goswami Swapan e Kumar Chattopadhyay Pranab. «Optimisation of droop coefficients of multiple distributed generators in a micro-grid». In: *IET Generation, Transmission & Distribution* (2018), pp. 4108–4116 (cit. a p. 54).