POLITECNICO DI TORINO

Collegio di Ingegneria Elettrica

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica

Tesi di Laurea Magistrale

Analisi dell'impatto della tecnologia Power-to-Gas sull'esercizio di reti di distribuzione con elevata penetrazione di risorse rinnovabili

Relatore
Dr. Andrea Mazza

Correlatori
Prof. Ettore Bompard
Prof. Enrico Pons

Candidato
Luca Serra

Dicembre 2018

Sommario

ACRONIMI **3**

CONVENZIONI DI RAPPRESENTAZIONE NUMERICA **4**

1 INTRODUZIONE **5**

2 IL SISTEMA ELETTRICO **8**

2.1 STRUTTURA DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE 9

2.2 ANALISI DI UNA RETE DI DISTRIBUZIONE 10

2.3 CALCOLO DEI FLUSSI DI POTENZA DI RETE 12

2.3.1 Fase di Backward *12*

2.3.2 Fase di Forward *13*

2.3.3 Criterio di Stop *13*

3 CHE COS'È IL POWER TO GAS **14**

3.1 ELETTROLISI 14

3.2 METANAZIONE 15

4 DESCRIZIONE DEI MODELLI DI RETE **18**

4.1 RETE MT #D1 18

4.2 RETE MT #D2 20

4.3 RETE MT #D3 22

4.4 DESCRIZIONE DEI PROFILI PV UTILIZZATI NEI CASI STUDIO 24

4.5 CREAZIONE DEI CASI STUDIO PER L'APPLICAZIONE DEL POWER-TO-GAS 26

5 DESCRIZIONE CODICE IN AMBIENTE MATLAB **30**

5.1 MAIN 31

5.2 INTRODUZIONE DEL MODELLO POWER-TO-GAS 32

5.3 CALCOLO DEI CARICHI NODALI, PROFILI DI CARICO E PROFILI DI GENERAZIONE 38

5.4 CALCOLO MATRICE DELLE INCIDENZE 41

5.5 SUDDIVISIONE DELLE TIPOLOGIE DI CARICHI (RETE #D2 E RETE #D3) 42

5.6 SUDDIVISIONE E RAGGRUPPAMENTO RETI BT (RETE #D2 E RETE #D3) 43

5.7 POSIZIONAMENTO DEGLI IMPIANTI PV SECONDO LA LUNGHEZZA DEI RAMI 44

5.8 POSIZIONAMENTO DEGLI IMPIANTI PV SECONDO L'ALLOCAZIONE DELLE PERDITE 44

5.8.1 Posizionamento degli impianti fotovoltaici con Metodo 2b *46*

5.9 POSIZIONAMENTO DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI IN PRESENZA DI TRASFORMATORI (RETE #D3) 46

6 RISULTATI **48**

6.1 POSIZIONAMENTO E DIMENSIONAMENTO DEGLI IMPIANTI PTG 48

6.2 RETE #D1, METODO 1 48

6.2.1 Produzione di SNG *53*

6.2.2 Valutazione del fattore di carico degli impianti PtG installati *54*

6.2.3 Valutazione del livello di H_2 stoccato nel serbatoio *56*

6.2.4 Valutazione dell'operatività degli impianti negli altri mesi considerati *58*

6.3 RETE #D1, METODO 2 61

6.3.1 Produzione di SNG e valutazione del fattore di carico degli impianti PtG installati *64*

6.3.2 Valutazione dell'operatività degli impianti negli altri mesi considerati 67
6.4 RETE #D2, METODO 1 71
6.4.1 Produzione di SNG e valutazione del fattore di carico degli impianti PtG installati 75
6.4.2 Valutazione dell'operatività degli impianti negli altri mesi considerati 77
6.5 RETE #D3, METODO 1 79
6.5.1 Produzione di SNG e valutazione del fattore di carico degli impianti PtG installati 82
6.5.2 Valutazione dell'operatività degli impianti negli altri mesi considerati 84
7 CONCLUSIONI 86
8 APPENDICI 87
8.1 APPENDICE A – MODELLO CHIMICO DEL POWER-TO-GAS 87
8.1.1 Modello dell'elettrolizzatore AEC 88
8.1.2 Efficienza dell' elettrolizzatore AEC 90
8.1.3 Unità di metanazione 91
8.1.4 Potenza consumata dal pompaggio e dalla compressione 91
8.1.5 Algoritmo e diagramma di flusso del modello utilizzato 92
8.2 APPENDICE C – SIMULATED ANNEALING 95
9 BIBLIOGRAFIA 100
RINGRAZIAMENTI 103

Acronimi

AAT	Altissima Tensione
AT	Alta Tensione
MT	Media Tensione
BT	Bassa Tensione
OC	Overcurrent
OV	Overvoltage
PtG	Power-to-Gas
pu	per unit
PV	Photovoltaic
DER	Distributed Energy Resources
RPF	Reverse Power Flow
SA	Simulated Annealing
SNG	Synthetic Natural Gas
BFS	Backward Forward Sweep
AEC	Alkaline Electrolysis Cell

Convenzioni di rappresentazione numerica

In questa tesi, nella rappresentazione delle cifre decimali, si è utilizzato come separatore il punto e non la virgola. Questa convenzione, prettamente anglosassone, è stata adottata per cercare di avere una certa facilità di manipolazione dei dati con i software utilizzati per lo sviluppo dei risultati (come in questo caso il software MATLAB). Di conseguenza per mantenere una coerenza in tutta la lettura dello scritto, si è deciso di mantenere questa convenzione anche per tutte le cifre decimali riportate anche nel testo e non solo per i risultati o i dati in forma tabellare.

1 Introduzione

Negli ultimi anni, il sistema elettrico verticalmente integrato (ove un'unica entità possedeva l'intera filiera elettrica, dalla produzione alla fornitura) è stato sostituito da un sistema liberalizzato, in cui diverse entità sono coinvolte nella gestione del sistema elettrico.
Si è quindi visto un affermarsi sempre maggiore, anche dovuto ai notevoli incentivi statali, delle cosiddette generazioni distribuite (DER - *Distributed Energy Resources),* connesse alla rete di distribuzione. Tali impianti consistono in piccole centrali con taglie decisamente più piccole rispetto alle centrali tradizionali e possono essere di diversi tipi, per esempio fotovoltaiche, eoliche, biomasse, idroelettriche e cogenerative.
Con la diffusione di queste centrali, il sistema di distribuzione non sarà più totalmente passivo (ovvero caratterizzati da flussi di energia dai centri di produzione agli utenti finali), ma sono attive (quindi con flussi di energia non noti a priori, poiché l'utente finale ora può anche produrre energia elettrica, si vede cosi affermarsi la figura del *prosumer*).
Quello che sta avvenendo è il passaggio da un sistema totalmente centralizzato ad uno decentralizzato.
Importanti vantaggi forniti dal modello decentralizzato sono quelli di avere linee di distribuzione più corte e una maggiore affidabilità della rete. Con bassa penetrazione di generazioni distribuite, inoltre, si migliorano i profili di tensione e le perdite in linea (infatti la vicinanza di piccole centrali all'utente finale permette di avere perdite in linea più contenute).
I principali svantaggi si hanno quando la penetrazione delle DER raggiunge livelli elevati. Infatti in questo caso si possono riscontrare livelli di tensione inadeguati, periodi anche piuttosto lunghi di inversione del flusso di potenza nelle linee, incremento delle correnti di corto circuito, ingenti problemi di sovracorrente nelle linee e un ancora più marcato peso dell'intermittenza delle micro centrali per la gestione della rete stessa.
Le politiche nazionali in merito all'energia rinnovabile, prevendono un incremento sempre maggiore delle DER nel futuro [1]. Diventa quindi indispensabile trovare delle soluzioni ai problemi sopra citati.

Il lavoro svolto di questa tesi è stato quello di analizzare il comportamento di più reti con elevata penetrazione di fotovoltaico, creando scenari con problemi di tensione, di sovracorrente e con inversione del flusso di potenza (detto *reverse power flow*), posizionando in punti strategici dei carichi rapidamente variabili detti Power-to-Gas (PtG). Essa consiste nella combinazione di un elettrolizzatore e un metanatore che è in grado di assorbire una potenza elettrica per produrre una certa portata di idrogeno che con un processo di metanazione può essere trasformato in metano sintetico (SNG, *Synthetic Natural Gas*) La particolarità di questa tecnologia è che l'interfaccia della rete elettrica è l'elettrolizzatore, in grado di variare molto rapidamente il suo punto di lavoro. La dinamica del metanatore invece, è più lenta. Si adotta quindi un serbatoio-tampone che disaccoppia le due differenti dinamiche mantenendo all'incirca costante il flusso di idrogeno diretto al metanatore.
Essi possono essere installati all'interno del sistema elettrico di distribuzione per alleviare i problemi derivanti dall' eccesso di DER installate (essi possono essere: superamento della soglia di tensione, eccessivo reverse power flow oppure sovracorrenti in alcuni rami del sistema) e produrre idrogeno per elettrolisi o metano tramite processo di Sabatier. Questi vincoli possono essere ampiamente non rispettati in reti con alta penetrazione di DER.

Figura 1-1: Elettrolizzatore esistente situato a Falkenhagen [2]

Oggi i problemi derivanti da eccesso di rinnovabili sono risolti tagliando la produzione di alcuni di questi impianti. Altri approcci possono comprendere nuovi investimenti di rete o metodologie di riconfigurazione per ridurre il fenomeno di sovracorrenti e sovratensioni.
Il gas prodotto può essere immagazzinato nella rete di gas esistente o in serbatoi sotterranei come mostrato in Figura 1-2. La rete di gas esistente consente il trasporto del gas a varie applicazioni quando e dove è necessario, ad esempio per la generazione di elettricità, la generazione di calore o la mobilità. Il Power-to-Gas facilita quindi l'accoppiamento di diversi settori energetici.

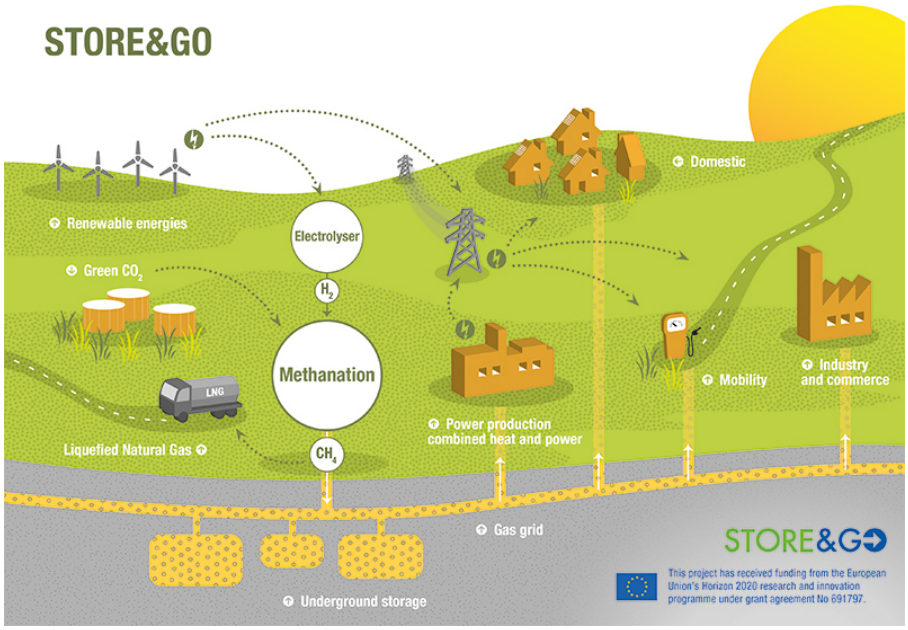


Figura 1-2: Schematizzazione del processo di immagazzinamento di energia elettrica sotto forma di gas e il suo stoccaggio [3]

In principio, in questa ricerca, si descriverà brevemente la tecnologia dell'elettrolizzatore che permette l'elettrolisi dell'acqua e, tramite processo di Sabatier, la produzione di SNG, approfondita poi in Appendice A – Modello Chimico del Power-to-Gas.

Il secondo capitolo riporterà alcune nozioni basilari riguardanti il sistema elettrico, ovvero come è suddiviso (dalla generazione all'utilizzazione) e i concetti chiave utili a comprendere e analizzare una rete di distribuzione.

Nel terzo capitolo si descriveranno le reti utilizzate per i casi studio dove verranno installati gli impianti PtG. Le reti utilizzate sono tre, una di tipo rurale e le altre due di tipo semi-urbano.
Si descriverà, sempre in questo capitolo, il criterio di aggiunta degli impianti fotovoltaici in base alla topologia della rete e in base alle condizioni di esercizio cercando di stressare il più possibile il sistema.

Il quinto capitolo sarà dedicato al modello del sistema riprodotto in ambiente Matlab, corredato con diagramma di flusso e spiegazione dettagliata degli algoritmi utilizzati (come per esempio, il controllo del PtG in base ai problemi che affliggono la rete).

Nel sesto capitolo verranno presentati i risultati ottenuti su tutte le reti pre e post installazione dei PtG posizionati e dimensionati, utilizzando un algoritmo di ottimizzazione euristico detto Simulated Annealing (descritto in Appendice C – Simulated Annealing). Verranno mostrati anche diversi grafici sulla risposta dell'impianto al set-point in input, l'energia di metano prodotto e dei vincoli di rete.

Infine nel settimo capitolo verranno tratte le conclusioni di questo lavoro, riassumendo i risultati e valutata la bontà di essi.

2 Il sistema elettrico

Il sistema è composto da quattro settori principali:

- ***Produzione*** tramite diverse tipologie di centrali (termoelettriche, idroelettriche, nucleari, eoliche, fotovoltaiche…ecc). In genere l'energia elettrica prodotta dai generatori di queste centrali è in media tensione (MT - 15/20kV) per evitare problemi e costi molto elevati per l'isolamento elettrico.

- ***Trasmissione***. In uscita dalle centrali di produzione, sono presenti trasformatori (auto-trasformatori) che elevano la tensione da media ad altissima (15/30kV a 220/380kV in genere). Il motivo principale per elevare la tensione a livelli simili è quello di ridurre le perdite in linea e il costo dei conduttori, così da importare grandi quantità di energie, senza avere correnti troppo grandi e di conseguenza conduttori con sezioni elevate.
  La rete di trasmissione è tipicamente una rete magliata, per garantire l'affidabilità di esercizio. Le linee di questa rete sono molto lunghe (anche centinaia di km), quindi permettono un trasferimento di energia elettrica su lunghe distanze.
  Connessa alla rete di trasmissione vi è la rete di sub-trasmissione (o distribuzione primaria). Questa è una parte di rete sempre ad esercizio magliato, che connette la rete di trasmissione alla rete di distribuzione. Tra la rete di trasmissione e la rete di sub-trasmissione, sono presenti trasformatori abbassatori che riducono il livello di tensione da AAT a AT (altissima tensione/alta tensione, in genere 380/220kV a 150/120kV). Anche la lunghezza delle linee è più contenuta rispetto alla rete di trasmissione propriamente detta.

- ***Distribuzione***. Questa è la parte di sistema utilizzato in questa tesi. La rete di distribuzione è collegata alla rete di sub-trasmissione tramite trasformatori abbassatori AT/MT (da 150/120kV a 20/15kV). L'esercizio del sistema è radiale, ovvero a struttura ad albero. I rami che connettono i nodi non formano mai degli anelli chiusi. Nella maggior parte dei casi, queste reti possono essere debolmente magliate. Sono presenti, quindi, dei collegamenti ridondanti tenuti aperti per garantire l'esercizio della rete radiale.
  La rete di distribuzione può essere divisa in due parti: la rete MT con linee lunghe qualche km (anche 10/15km) con tensione compresa tra i 20 e i 15 kV e la parte BT (bassa tensione) con tensione di 400V, tipicamente a questa rete sono connesse le abitazioni e i carichi più comuni. Tra le due parti di rete, sono presenti trasformatori abbassatori MT/BT. La struttura della rete BT è radiale.

In Figura 2-1 è mostrata una schematizzazione del sistema elettrico, composto dai generatori dispacciabili ovvero quei generatori tradizionali che possono variare la loro produzione in base alle leggi di mercato e quelli non dispacciabili, che possono produrre un certo quantitativo di energia elettrica ma sono in grado di attuare una regolazione di essa (es. fotovoltaico ed eolico). I generatori sono poi connessi con trasformatori MT/AT alla rete di trasmissione e sub-trasmissione, vi possono essere in questa fase anche degli utenti collegati all'alta tensione (si pensi alle grandi industrie). Vi è poi la rete di distribuzione, dove si possono trovare sia utenti collegati alla media tensione (es. medie industrie), sia generatori (es. risorse rinnovabili di media dimensione). Per finire, l'ultima parte della rete di distribuzione è esercitata in bassa tensione, ove sono collegati gli utenti più comuni (abitazioni, uffici, piccole industrie). Qui si

possono comunque notare dei generatori collegati alla bassa tensione, come per esempio i piccoli impianti fotovoltaici sui tetti delle abitazioni.

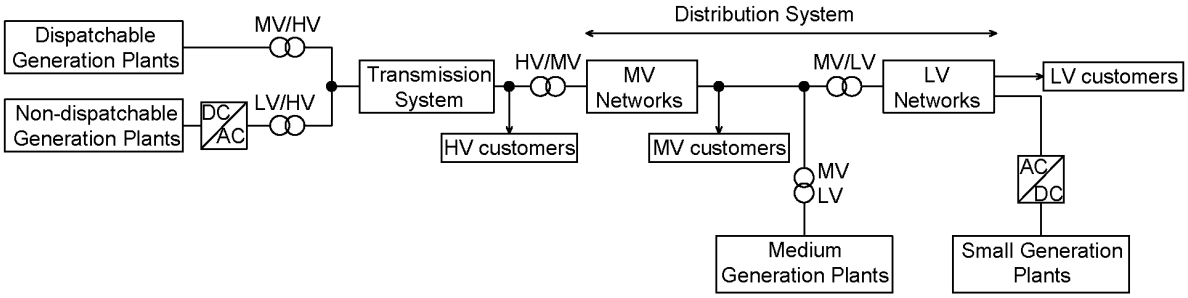


Figura 2-1: Schematizzazione del sistema elettrico [4]

2.1 Struttura della rete di distribuzione

Una rete può essere descritta come un grafo, ovvero:

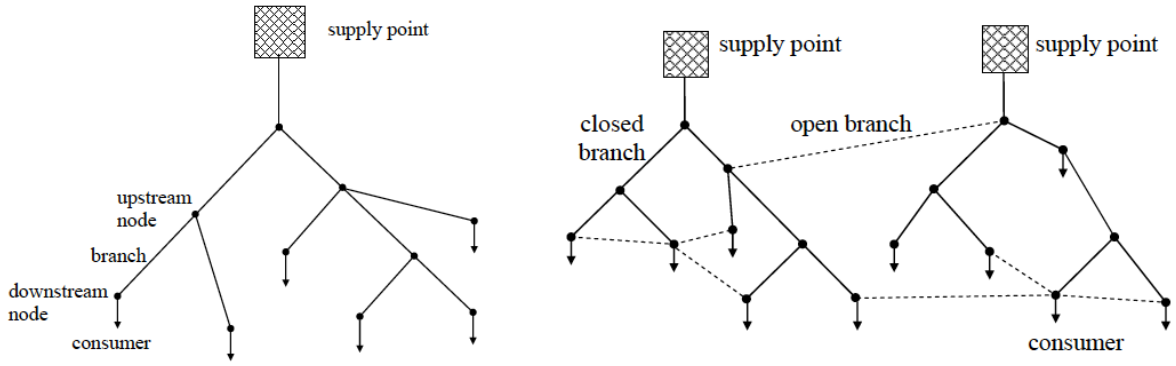
- Nodi sono i punti di assorbimento o iniezione di potenza da parte dei carichi o dei generatori;
- Rami rappresentano le interconnessioni tra i nodi (linee e trasformatori).

Come già accennato le reti posso essere tipicamente di due strutture:

- *Struttura magliata*: usata nei sistemi AT, in cui i rami possono creare dei percorsi chiusi ad anello.
- *Struttura debolmente magliata ad esercizio radiale:* rete utilizzata prevalentemente nelle reti di distribuzione per l'ambito industriale. Il sistema è comunque gestito come una rete radiale. Esistono dei rami che possono essere chiusi per formare un altro layout di rete (riconfigurazione), se essi vengono chiusi l'esercizio diventa debolmente magliato, quindi per evitare questa eventualità si deve aprire un ramo dell'anello creatosi.

In
a) *b)*

Figura 2-2 sono rappresentate le due tipologie di reti radiali e debolmente magliate. Le linee tratteggiate indicano rami esistenti, ma non utilizzati per questo caso. Si vedono anche i punti di alimentazione della rete, che possono essere singoli o anche multipli.



a) *b)*

Figura 2-2 Schemi di reti radiali (a) e debolmente magliate (b) [5]

La scelta di utilizzare strutture ad esercizio radiale per questa tipologia di reti è stata fatta per semplificare gli schemi di protezione dell'intero sistema.
Inoltre la scelta di una certa configurazione di rete (layout) può essere fatta secondo diversi criteri, come la minimizzazione delle perdite, la minimizzazione di costi operativi o per ottimizzare alcuni indicatori specifici di affidabilità.

Le reti di distribuzione possono avere più punti di alimentazione, tradizionalmente questi punti sono i trasformatori (AT/MT). Di fatto i punti di alimentazione di rete possono essere modellizzati come generatori. Per una rete con singolo punto di alimentazione, questo deve mantenere costante la tensione nodale in ampiezza e in genere si attribuisce un angolo di fase nullo: $V_0 = V_0 e^{j0}$. Va detto però, che con l'aumento delle risorse rinnovabili nelle reti di distribuzione anche i punti di alimentazione sono aumentati.

Le linee elettriche sono rappresentate secondo il modello a π a parametri concentrati, dove la resistenza di linea (R) e la reattanza induttiva di linea (X_L) rappresentano i parametri longitudinali, mente i parametri trasversali sono rappresentati dalla suscettanza capacitiva verso terra B_c (parametro quasi sempre trascurato nelle reti MT). Mentre i trasformatori sono rappresentati come doppio bipolo con parametri in serie e longitudinali.

Per definire con chiarezza tutti i nodi e i rami in modo unico si è adottata la seguente regola:
la numerazione di un ramo deriva dal numero di nodo di arrivo, come mostrato in Figura 2-3a.
Inoltre la struttura di una rete può essere divisa in *livelli* (layer), come mostrato in Figura 2-3b.

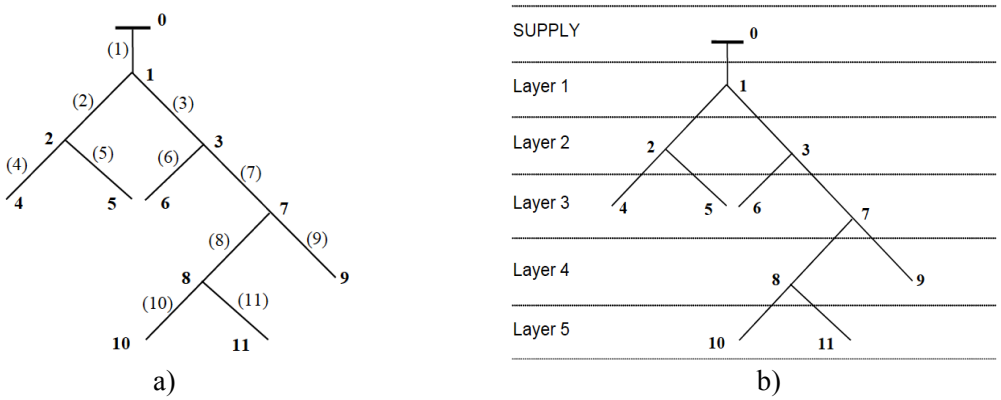


Figura 2-3 a) numerazione dei rami in base al nodo di arrivo (numero del ramo tra parentesi); b) suddivisione in layout della rete [5];

2.2 Analisi di una rete di distribuzione

La rappresentazione matematica della topologia della rete è affidata alla cosiddetta matrice delle incidenze (matrice **L**). Questa matrice ricopre un'importanza fondamentale per i calcoli che si dovranno eseguire per la determinazione di:

- Tensione di ogni nodo;
- Corrente in tutti i rami della rete;
- Perdite in ogni linea;

Come si vedrà in seguito, la sua matrice inversa fornisce le informazioni necessarie per valutare le grandezze elettrice in una specifica linea o nodo, infatti essa ha la funzione di filtro nel calcolo matriciale delle correnti e delle tensioni.

Questa matrice si costruisce nel modo seguente: sulle colonne si ordina il numero di nodi (n = 1,2,3…, N) in ordine crescente, mentre sulle righe si ordinano allo stesso modo i rami (b = 1,2,3…, B). Si otterrà cosi una matrice di dimensione BxN.
Gli elementi generici (C_{bn}) all'interno della matrice assumeranno un valore -1 se il ramo ha verso entrante nel nodo interessato, +1 se il ramo ha verso uscente nel nodo interessato e 0 se il ramo e il nodo in questione non sono connessi fisicamente.
In Figura 2-4 è mostrato un esempio di costruzione della matrice delle incidenze, costruita con le regole appena descritte.

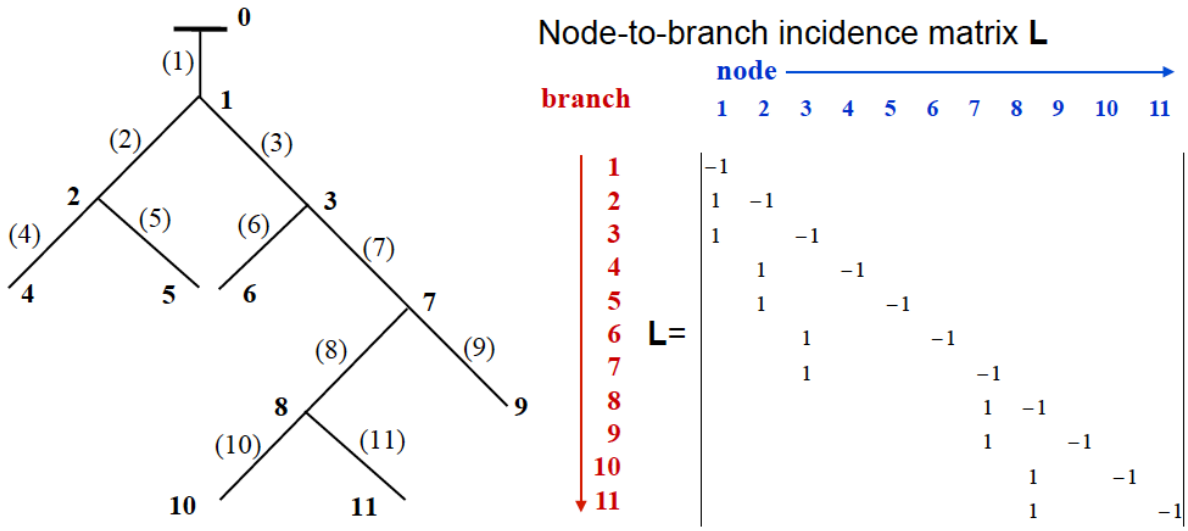


Figura 2-4 Esempio di costruzione della matrice delle incidenze [5]

Per esempio, si vede che alla riga 4 della matrice **L** sono presenti +1 alla colonna 2 e -1 alla colonna 4, questo indica che il ramo 4 è uscente dal nodo 2 ed entrante nel nodo 4.

Un'altra matrice fondamentale per i nostri scopi è la matrice *Gamma* (**Γ**). Questa matrice non è altro che l'inversa della matrice **L**. Sulle colonne in questo caso si hanno i rami, mentre sulle righe i nodi.
In essa si possono notare due proprietà fondamentali:

- Gli elementi diversi da zero di ogni riga rappresentano i nodi interconnessi tra loro che formano un unico percorso della rete (dall'inizio di essa sino al fondo).
- Gli elementi diversi da zero di ogni colonna rappresentano i nodi che verrebbero "disalimentati" aprendo il ramo corrispondente alla colonna in questione.

In Figura 2-5 è mostrato un esempio della matrice gamma.

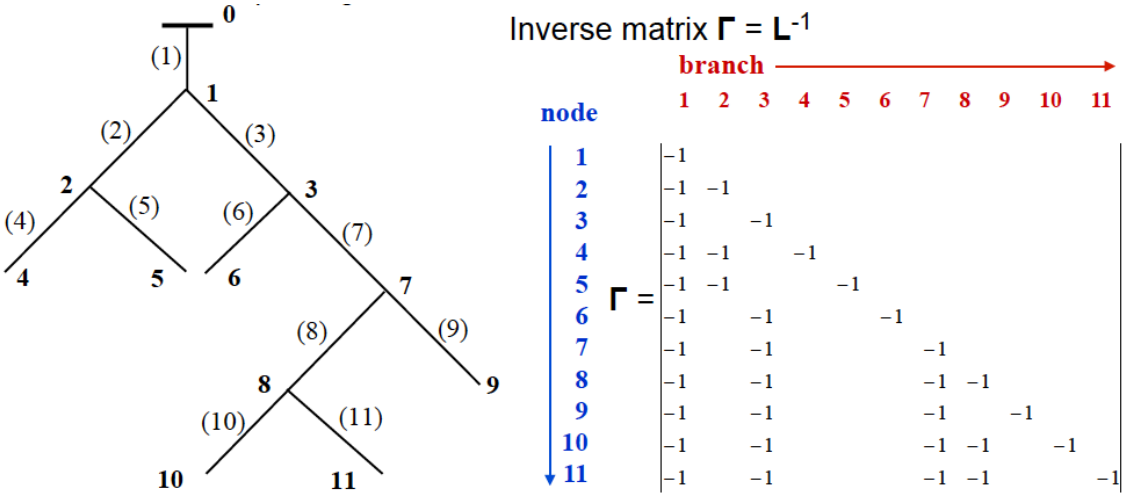


Figura 2-5 Esempio di matrice gamma [5]

Come si può notare, i nodi 1-2-4 formano un determinato percorso. Leggendo la riga 4, si visualizzano i nodi appartenenti a questo percorso. Se invece si legge la colonna 3, si nota che aprendo il ramo tre, si andrebbero a disalimentare tutti i nodi al di sotto di esso (nodi 6 7 8 9 10 11).
Ovviamente la riga 1 è composta interamente da -1, in quanto aprendo il ramo (1), si disalimenterebbe l'intera rete.

2.3 Calcolo dei flussi di potenza di rete

Il metodo utilizzato in questa tesi, per calcolare i la ripartizione dei flussi di potenza e conseguentemente le correnti dei rami e le tensioni nodali è il metodo BFS (Backward –Forward – Sweep).
Esso è un processo iterativo, la cui iterazione *k* è composta da due fasi:

- Fase di *Backward*: dati i valori dei carichi nodali e un valore di tensione iniziale V_0 uguale per tutti i nodi, vengono calcolate le correnti dei rami partendo dai nodi finali della rete e risalendola sino al nodo iniziale.
- Fase *Forward*: date le correnti dei rami, calcolate allo step precedente, si calcola la tensione effettiva data da quella certa corrente nei rami. Procedendo dall'inizio della rete sino ai nodi finali.

Il processo iterativo continua fin quando l'errore delle tensioni tra l'istante precedente e quello attuale non è inferiore ad una certa soglia di tolleranza (Equazione (5)) scelta dall'utente (nel nostro caso la tolleranza scelta è stata di 10^{-6}).

2.3.1 Fase di Backward

Nella fase di Backward vengono calcolate le correnti nodali che dipendono, ovviamente dal carico. In particolare:

- Per carichi ad impedenza specificata al nodo *i*, con impedenza $Z_{Ci,}$ la corrente nodale dell'iterazione *k* attuale si calcola come nell'Equazione (1) ovvero come rapporto tra la tensione nodale dell'istante precedente e l'impedenza del carico assegnata:

$$I_{\mathrm{Si}}^{(\mathrm{k})} = \frac{V_{\mathrm{i}}^{(\mathrm{k}-1)}}{Z_{\mathrm{Ci}}} \tag{1}$$

- Per i carichi a potenza specificata al nodo *h*, con potenza complessa S_{Ch}^{*}, la corrente nodale dell'istante attuale *k* si può calcolare come nell'Equazione (2), ovvero rapporto tra potenza nodale complessa del nodo *h* e la tensione coniugata dell'istante precedente:

$$I_{\mathrm{Sh}}^{(\mathrm{k})} = \frac{S_{\mathrm{Ch}}}{V_{\mathrm{h}}^{*(\mathrm{k}-1)}} \tag{2}$$

Una volta calcolate tutte le correnti nodali, si possono ordinare secondo la numerazione dei nodi in ordine crescente in un vettore detto $\mathbf{i_S}^{(\mathrm{k})}$ all'iterazione *k*.
Per calcolare le correnti nei rami, entra in gioco la matrice gamma, descritta nel Capitolo 2.2, come mostrato nell'Equazione (3).

$$\mathbf{i}_{\mathrm{b}}^{(\mathrm{k})} = \mathbf{\Gamma}^{\mathrm{T}}\mathbf{i}_{\mathrm{S}}^{(\mathrm{k})} \tag{3}$$

2.3.2 Fase di Forward

Nella fase di Forward ad ogni iterazione *k*, vengono calcolate tutte le tensioni nodali utilizzando l'Equazione (4):

$$\mathbf{v}^{(\mathrm{k})} = V_0\mathbf{1} - \mathbf{\Gamma}\,\mathbf{Z}_{\mathrm{b}}\mathbf{i}_{\mathrm{b}}^{(\mathrm{k})} \tag{4}$$

La matrice $\mathbf{Z_b}$ rappresenta la matrice contenente tutte le impedenze delle linee (ordinate rispetto alla numerazione dei nodi e rami), mentre V_0 è la tensione di riferimento (solitamente la tensione nominale di esercizio).
La matrice **Γ,** rappresenta un filtro applicato alla matrice $\mathbf{Z}_{\mathrm{b}}$. Così facendo vengono considerati, per ciascun nodo, solo le impedenze localizzate dall'inizio del percorso alla fine.
Il vettore $\mathbf{\Gamma}\,\mathbf{Z}_{\mathrm{b}}\mathbf{i}_{\mathrm{b}}^{(\mathrm{k})}$ quindi rappresenta le cadute di tensione nei rami della rete.

2.3.3 Criterio di Stop

Come detto, il criterio di stop è basato sull' errore espresso dalla differenza della tensione di ogni nodo all'iterazione attuale e quella all'istante precedente. Questa differenza (normalizzata al valore dell'istante precedente) deve essere inferiore ad una certa soglia. Nell' Equazione (5) è rappresentato il criterio di stop:

$$\max_{\mathrm{i}}\left\{\frac{\left|V_{\mathrm{i}}^{(\mathrm{k})} - V_{\mathrm{i}}^{(\mathrm{k}-1)}\right|}{V_{\mathrm{i}}^{(\mathrm{k}-1)}}\right\} < \varepsilon \tag{5}$$

3 Che cos'è il Power To Gas

Prima di addentrarsi nelle spiegazioni dei modelli di rete utilizzati in questa tesi è bene prima descrivere in che cosa consista la tecnologia Power-to-Gas, il suo principio di funzionamento, il modello utilizzato e i possibili benefici che esso può comportare in una rete di distribuzione MT.

Il Power-to-Gas (anche abbreviato con l'acronimo PtG) è una tecnologia che permette di convertire energia elettrica in gas. In particolare fornendo una certa quantità di energia elettrica è possibile ottenere, mediante il processo di elettrolisi, idrogeno e, successivamente, tramite un processo di metanazione (reazione di Sabatier) metano sintetico (SNG).

Tali impianti possono essere alimentati dall'eccesso di produzione delle fonti rinnovabili non controllate come fotovoltaico ed eolico in modo da risolvere i problemi che affliggono le reti di distribuzione con alta penetrazione di rinnovabili. Infatti elevate penetrazioni di risorse distribuite non controllate possono provocare diversi problemi di gestione, come: inversione del flusso di potenza che è così immesso nella rete di trasmissione, sovraccarichi delle linee e profili di tensione non adeguati.

Tali impianti sono dei carichi rapidamente variabili, capaci quindi di cambiare il loro punto di lavoro in modo molto veloce.

Grazie alla trasformazione dell'elettricità in eccesso in gas, essi rappresentano una strategia alternativa di immagazzinamento di energia nei momenti di surplus.

3.1 Elettrolisi

L' idrogeno è prodotto dall'elettrolisi dell'acqua dove, in linea di principio, una corrente elettrica causa la scissione della molecola di acqua in idrogeno e ossigeno. La reazione di elettrolisi avviene in una cella elettrolitica composta da due elettrodi: anodo e catodo. I due elettrodi sono immersi in una soluzione elettrolitica e collegati ad un generatore di tensione. Una volta che fluisce la corrente nei due elettrodi, avviene la reazione di separazione, infatti la corrente separa l'acqua in ioni $2H^+$ e OH^- ed in particolare al catodo si ottiene una reazione di riduzione dove si ottiene idrogeno gassoso secondo la seguente reazione (6):

$$2\ H^+ + 2\ e^- \rightarrow H_2 \qquad (6)$$

All'anodo, invece, avviene una reazione di ossidazione, dove gli ioni idrossido cedono elettroni secondo la seguente reazione (7):

$$2\ H_2O \rightarrow O_2 + 4\ H^+ + 4e^- \qquad (7)$$

Andando a bilanciare queste semi-reazioni si ottiene al catodo (8):

$$2\ H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + 2\ OH^- \qquad (8)$$

Mentre all' anodo si ottiene (9):

$$2\ OH^- \rightarrow \frac{1}{2}\ O_2 + H_2O + 2e^- \quad (9)$$

Combinando le due semi-reazioni, si ottiene infine la classica reazione (10):

$$2\ H_2O \rightarrow 2\ H_2 + O_2 \quad (10)$$

Le modalità principali, oggi esistenti, per la realizzare il processo di elettrolisi sono basati su elettrolizzatori che sfruttano diverse tecnologie:

- ***Elettrolizzatori Alcalino (AEC),*** basati sull'elettrolisi di tipo classico alcalino, tecnologia ben consolidata che prevede il processo chimico a pressione atmosferica, in cui fanno parte la quasi totalità degli impianti mondiali installati. Ha il vantaggio di offrire alte efficienze comprese dal 40% al 80% (rapporto tra energia dell'idrogeno prodotto e energia elettrica spesa). Possono operare dal 20% della potenza nominale fino al 100% e temperature di esercizio sono relativamente basse (65-100°C). I principali svantaggi sono di utilizzare degli elettroliti corrosivi, non si ha un netto miglioramento di efficienza e di riduzione dei costi all'aumentare delle taglie. Inoltre in stand-by, l'impianto deve comunque assorbire il 20% della sua potenza nominale per poter essere reattivo alle brusche variazioni imposte dalla rete. [6]

- ***Elettrolizzatori a membrana a scambio protonico (PEM)*** che si basa su una membrana semipermeabile progettata per condurre protoni ma non per condurre idrogeno ed ossigeno. Questa tecnologia ha il vantaggio di essere semplice e compatta, ed ha tempi di risposta molto rapidi. I costi diminuiscono con l'incremento della taglia. I costi di investimento sono molto alti e la durata della vita di questi impianti è abbastanza limitata. [6]

- ***Elettrolizzatori ad ossidi solidi (SOEC)*** il principio di funzionamento è simile a quello della soluzione alcalina, ma a differenza di quest'ultimo sia gli elettrodi che l'elettrolita ove essi sono immersi sono tutti del tipo solido (ossidi solidi). Hanno un'efficienza molto elevata, un costo d'investimento basso. Ma è una tecnologia ancora in fase di sviluppo e poco utilizzata al momento. Da notare che le alte temperature di esercizio riducono notevolmente la vita di impianto del sistema. [6]

In questa tesi lo studio è stato effettuato considerando l'elettrolisi alcalina (AEC).

3.2 Metanazione

Il PtG è composto da un elettrolizzatore, un serbatoio-buffer e un metanatore. L'elettrolizzatore ha una dinamica di funzionamento molto veloce, in grado di rispondere praticamente istantaneamente al set-point in ingresso. Invece, il metanatore non è in grado di rispondere altrettanto rapidamente, ragion per cui si inserisce tra i due un serbatoio, che si comporta da tampone in modo da limitare queste rapide variazioni di funzionamento. Quando il serbatoio è pieno (l'elettrolizzatore riesce a produrre più idrogeno di quanto ne riesca a smaltire il metanatore), si collega direttamente l'elettrolizzatore all'unità di metanazione (bypass). Questo fatto comporta che l'impianto non lavorerà più all'efficienza massima, ma siccome il metanatore non riuscirà a rispondere alle variazioni dell'elettrolizzatore, questa diminuirà, inoltre anche la composizione di SNG finale ne risentirà infatti la qualità e la purezza del metano

prodotto saranno inferiori. Con essa diminuirà anche la potenza assorbibile dal PtG, in quanto ci si trova in una situazione di saturazione.

La reazione di metanazione (reazione di Sabatier), è un processo di tipo esotermico in cui l'anidride carbonica reagisce con l'idrogeno in presenza di un catalizzatore producendo metano con acqua come mostrato dalla reazione seguente (11):

$$CO_2 + 4H_2 \rightarrow CH_4 + 2H_2O \quad (11)$$

Utilizzando quindi CO_2 e abbinandola con l'idrogeno proveniente dall' elettrolizzatore si può produrre metano sintetico con semplice H_2O. Si può quindi dire che è un processo a basse emissioni di CO_2, infatti è possibile raccogliere dall'ambiente notevoli quantità di anidride carbonica, adoperando appositi filtri porosi che legano la CO_2 all'umidità dell'aria. Una volta che quest'ultimo è saturo viene riscaldato in modo da poter rilasciare la CO_2 pura e di renderla disponibile per i nostri scopi (cioè la produzione di metano sintetico). In Figura 3-1 è mostrato il principio di funzionamento del dispositivo appena citato.

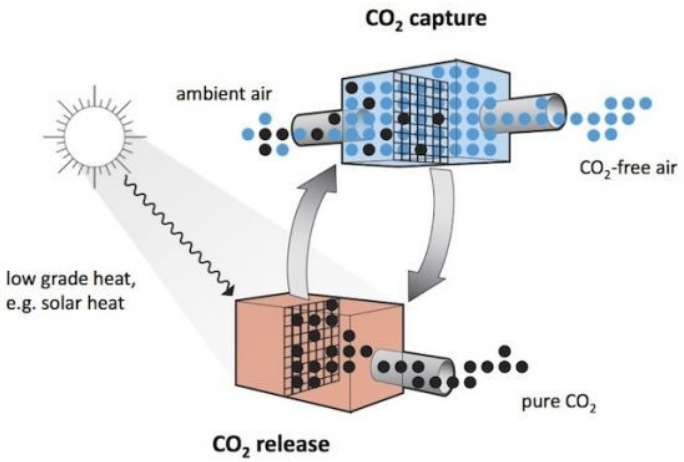


Figura 3-1: Schema di principio del filtro utilizzato per catturare la CO_2 dall'aria. [7]

Successivamente i due gas possono essere utilizzati per generare energia elettrica, termica (utilizzando celle combustibili o motori cogenerativi), immessi direttamente in rete di distribuzione del gas, stoccati per fini industriali oppure utilizzati per l'autotrazione.
Inoltre un altro punto di forza di questa tecnologia è la possibilità di generare energia con emissioni di CO_2 molto basse. Infatti il processo di elettrolisi è un processo che non utilizza, ne produce CO_2, mentre nel processo di metanazione è necessario il diossido di carbonio per produrre SNG.

In Figura 3-2, è riportato lo schema di principio del dispositivo PtG appena descritto.

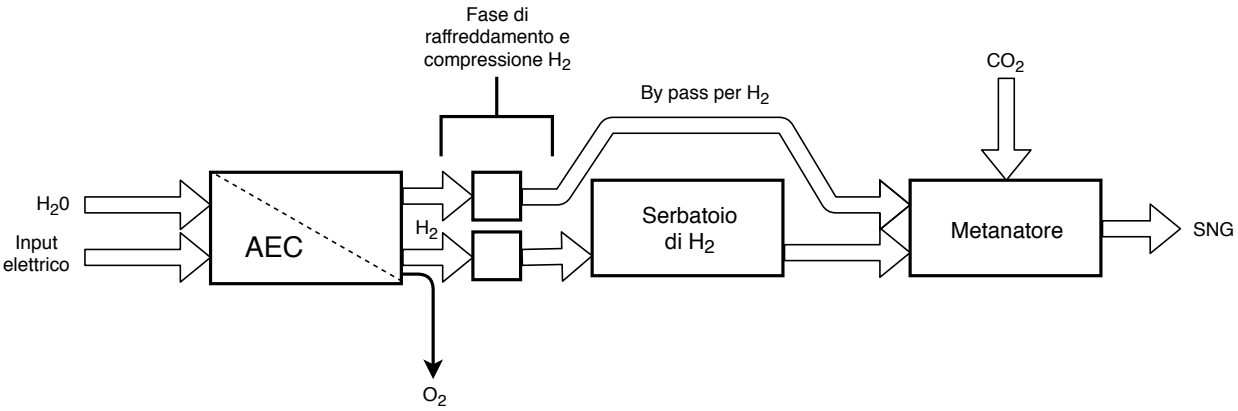


Figura 3-2: Schema di principio del sistema Power to Gas, composto da cella AEC, serbatoio e metanatore

Si notano in ingresso alla cella AEC, l'acqua con cui avverrà l'elettrolisi e la potenza elettrica prelevata dalla rete per poter avviare il processo. L'idrogeno formatosi dall'elettrolisi viene immagazzinato nel serbatoio attraverso un raffreddamento e compressione, mentre l'ossigeno può essere raccolto separatamente.
Nel caso in cui il serbatoio sia completamente pieno, l'idrogeno viene direttamente inviato all'unità di metanazione tramite un condotto di by pass. Infine l'idrogeno combinato con l'anidride carbonica crea SNG.
Uno schema più dettagliato, basato su un impianto esistente è riportato in Appendice A – Modello Chimico del Power-to-Gas.

4 Descrizione dei modelli di rete

In questa tesi sono state utilizzate tre reti di distribuzione.
Vale la pena notare che lo studio relativo ad un sistema di distribuzione dipende molto dalla rete scelta, dalla natura del carico, dalle condizioni metereologiche e cosi via [8].
Siccome lo studio voleva basarsi su una struttura tipicamente europea, si sono utilizzati dei modelli posizionati in Europa, in particolare in Svizzera e in Italia meridionale.
Sono state utilizzate tre reti di distribuzione:

- Una rete MT che rappresenti una zona rurale, chiamata, in questa ricerca rete #D1.
- Una rete MT che rappresenti una regione semi-urbana di una piccola città chiamata rete #D2.
- Una rete che rappresenti una regione semi-urbana di una piccola città che tenga conto anche dei trasformatori MT/BT chiamata rete #D3.

Si nota come la differenza tra la rete #D2 e la rete #D3 siano i soli trasformatori MT/BT, il cui impatto diviene significativo nel caso di impianti fotovoltaici connessi in BT.

4.1 Rete MT #D1

La prima rete che verrà descritta in questa tesi è la rete #D1. Questa rete fa parte del progetto ATLANTIDE [9]. Questo progetto prevede più reti di diversa natura: rurale e urbana, ed è rappresentativo della situazione del sistema di distribuzione italiano. In questo caso si è scelto di utilizzare il campione di rete rurale. La porzione di rete in esame è alimentata da un sistema di trasmissione a 150kV, un valore di tensione tipico del sud d'Italia. Per questo motivo il modello può essere ritenuto significativo per descrivere una certa zona geografica del sud Europa, si è scelto dunque di utilizzare i profili fotovoltaici per la città di Troia (Puglia) dove è installato uno dei siti dimostrativi del progetto STORE&GO.
In Figura 4-1 è mostrata la struttura della rete.

Figura 4-1: Schematizzazione della rete rurale rappresentativa del progetto Atlantide [9]

La rete è composta da diverse dorsali di alimentazione (dette feeder), in particolare vi sono sette dorsali alimentate dal trasformatore AT/MT da 150kV/20kV. Il sistema è composto da 103 nodi (comprendenti anche il nodo slack) e 102 rami chiusi in modo da rendere l'esercizio della rete radiale.

Sono stati considerati tre tipi di carico per questa rete, che sono riassunti nella Tabella 4-1:

Seguendo le tipologie di carico previste dal modello, si sono utilizzati dei profili di carico che rispecchiassero queste nature. I profili utilizzati (residenziale, industriale e agricolo) sono stati rielaborati (come descritto nel Capitolo 5.6) per renderli compatibili con la risoluzione temporale dei profili di generazione. Infatti i profili di carico iniziali hanno una risoluzione temporale di quindici minuti, mentre quelli di generazione di un minuto. Si è deciso quindi di ridurre lo step temporale ad 1 minuto, mantenendo però costante il valore per quindici istanti temporali. In Tabella 4-1 sono riportate le tipologie di carico per ogni nodo appartenente ad una singola dorsale.

In Figura 4-2 vengono inoltre riportati gli andamenti temporali dei profili di carico.

Tabella 4-1:Principali caratteristiche per la rete #D1

Feeder	Nodi	Residenziale	Industriale	Agricoltura	PV
F1	3 – 27	7	2	16	1
F2	28 – 33	0	2	6	1
F3	34 – 55	13	3	9	3
F4	56	1	0	0	0
F5	57 – 69	5	3	12	0
F6	70 – 76	1	1	7	0
F7	79 – 103	13	3	17	0

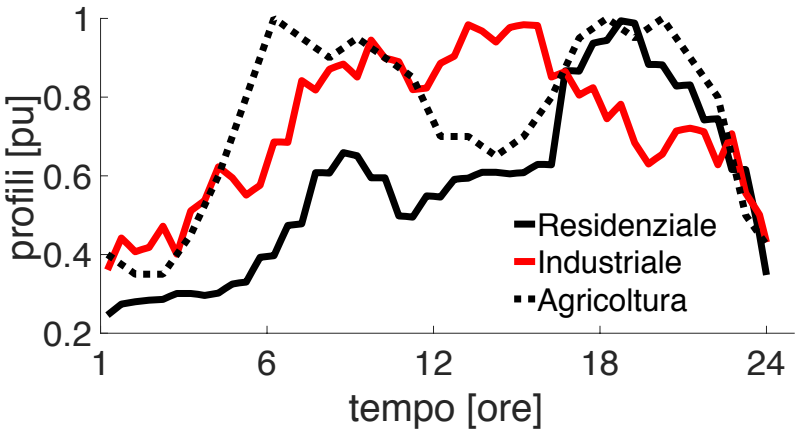


Figura 4-2: Profili di carico utilizzati nella rete #D1

Dalla Figura 4-2 si possono riconoscere i tratti distintivi dei tre profili:

- Per il residenziale si notano due picchi, uno alla mattina e l'altro alla sera, quando l'attività domestica è maggiore;
- Per l'industriale si nota un picco a metà giornata e i minimi invece di notte, dove solitamente la maggior parte delle industrie rimane chiusa;
- Per l'agricolo si hanno i picchi nelle prime ore della giornata e alla sera rispettivamente, dove si concentra maggiormente l'attività di allevamento.

La rete possiede:

- 40 nodi con carico residenziale;
- 14 nodi con carico industriale;
- 67 nodi con carico agricolo;
- 5 nodi sono collegati ad impianti PV.

Si nota come ogni nodo può essere caratterizzato da più tipologie di carico.
Nella configurazione iniziale della rete sono previsti degli impianti fotovoltaici ubicati in cinque nodi, essi verranno rimossi per posizionare impianti fotovoltaici secondo dei metodi ben precisi che verranno descritti più avanti (Capitolo 4.4).

4.2 Rete MT #D2

Il secondo campione di rete considerato è la rete semi-urbana che è possibile trovare in letteratura [10]. Gli autori del rapporto hanno raccolto dati da 79 dei 190 DSO europei, che forniscono il 70% dell'elettricità totale servita in tutta Europa. Queste informazioni sono state utilizzate per l'elaborazione di 36 indicatori e da 10 di questi sono stati considerati i più rappresentativi per le reti di distribuzione. In base a questi indicatori, sono stati ottenuti dei campioni di rete di distribuzione utilizzando RNM (Reference Network Model) [11]. La topologia della rete è riportata in Figura 4-3.

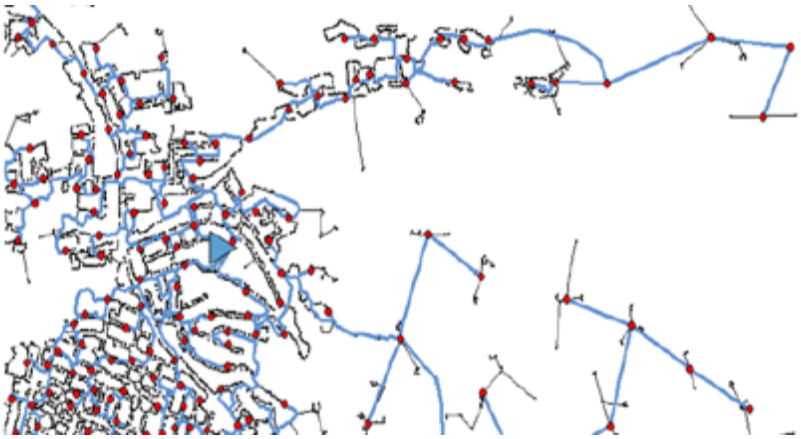


Figura 4-3 Rete semi-urbana [12]

La rete originale prevede oltre ai nodi di media tensione anche nodi di bassa tensione: si è deciso di considerare, in questo caso, solamente la parte MT, distinguendo i carichi di bassa tensione in base al relativo nodo MT di alimentazione e sommandone le potenze, creando così un carico equivalente collegato direttamente al nodo MT. I dettagli di questa operazione sono descritti nel Capitolo 5.6.

Inoltre per creare scenari significativi per il nostro caso studio, si è scelto di raddoppiare le lunghezze delle linee in modo da aumentare ulteriormente le perdite totali della rete. In questo modo è stato possibile anche sollecitare ulteriormente i fenomeni di sovratensione.

Il sistema è composto da dieci dorsali alimentati dal trasformatore di distribuzione AT/MT. Nella Tabella 4-2 Principali caratteristiche dei carichi rete #D2sono riassunte le specifiche tecniche di rete.

Tabella 4-2 Principali caratteristiche dei carichi rete #D2

Carichi BT	Carichi MT	Potenza di picco [MW]	Trasformatore AT/MT [MVA]
~14,000	40	74.5	120

I dati originali indicavano solamente la potenza nominale del carico connesso, senza specificare né il tipo, né i profili di carico. Per rendere possibile un'analisi completa, la rete è stata modificata etichettando i carichi in base ai tipi elencati nella Tabella 4-3, aggiungendo altri due tipi di carichi che rappresentano il settore commerciale e terziario (Figura 4-4).

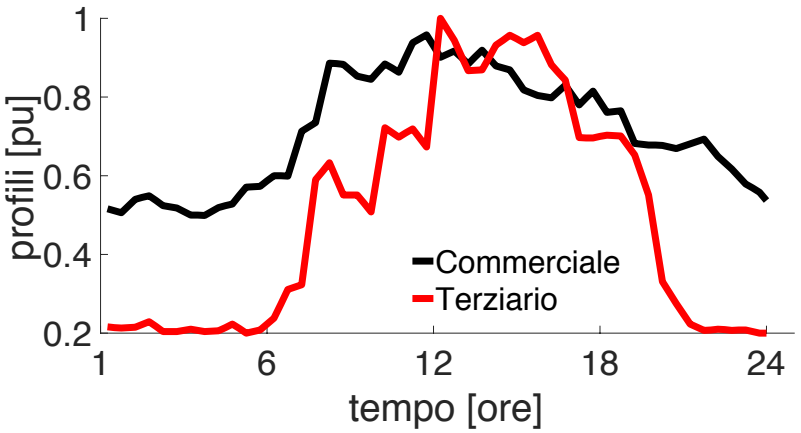


Figura 4-4 profili di carico aggiuntivi per la rete #D2

Il posizionamento dei diversi tipi di carichi è stato effettuato considerando la lunghezza dei rami, per ottenere una distribuzione del carico realistica (come mostrato nella Tabella 4-3).
Il metodo dettagliato per la suddivisione dei carichi dei carichi nodali nelle tipologie descritte è specificato nel Capitolo 5.5.

Tabella 4-3 Disposizione delle tipologie di carico in base alla lunghezza delle line, per la rete #D2

Lunghezza delle linee [km]	**% residenziale**	**% industriale**	**% commerciale**	**% terziario**	**% agricolo**
$L \leq 0.150$	80	0	10	10	0
$0.150 < L \leq 0.300$	70	0	15	15	0
$0.300 < L \leq 0.500$	65	5	15	15	0
$0.500 < L \leq 0.800$	25	5	45	20	5
$0.800 < L \leq 1.0$	10	50	25	5	10
$1.0 < L \leq 3.5$	20	10	5	5	60

Sulla base della Tabella 4-3 la configurazione finale è composta nel modo seguente:

- 201 nodi con carico residenziale e terziario (uffici e commerciale);
- 131 nodi con carico industriale;
- 51 nodi con carico agricolo;

Il carico totale installato è riassunto in Tabella 4-4

Tabella 4-4 Potenza nominale totale [MW] per ogni tipologia di carico

Residenziale	**Industriale**	**Commerciale**	**Terziario**	**Agricolo**
44	3.5	14	10.5	2.5

Nella Tabella 4-5 sono mostrati i nodi che compongono le diverse dorsali di alimentazione:

Tabella 4-5 Composizione delle dorsali di alimentazione della rete #D2

Dorsale	Nodi	Lunghezza totale della dorsale [km]
F1	3, 11, 13, 25, 80, 85, 86, 105, 121, 122, 123, 125, 138	2.2
F2	16, 17, 37, 43 – 46, 48, 53, 56 – 58, 62, 70, 71, 74, 75, 81, 102	3.8
F3	21, 23, 29, 40 – 42, 47, 59, 60, 61, 66, 69, 91, 94, 96, 97, 100, 104, 114, 115	4.3
F4	18, 20, 33, 64, 65, 67, 68, 73, 77, 82, 83, 87, 88, 90, 95, 99, 101, 106, 107	5.9
F5	2, 22, 30, 49 – 52, 54, 55, 72, 76, 78, 79, 84, 89, 98, 103, 112, 117	4.2
F6	10, 27, 108 – 110, 113, 116, 118 – 120, 130 – 133, 135, 136, 143	4.5
F7	5, 8, 12, 26, 28, 35, 36, 39, 92, 93, 111, 124, 126, 127, 134, 139, 140, 142	3.0
F8	9, 15, 19, 137, 146 – 148, 150, 151, 153, 154, 158, 166, 167, 171	4.5
F9	1, 4, 6, 7, 34, 128, 129, 141, 144, 145, 149, 152, 160 – 163, 168, 170, 176, 177, 179 – 183, 185 – 187, 190, 194 – 196, 199, 201, 202	7.2
F10	14, 24, 31, 32, 38, 155 – 157, 159, 164, 165, 169, 172 – 175, 178, 184, 188, 189, 191 – 193, 197, 198, 200	6.0

È importante sottolineare che la numerazione iniziale dei nodi comprendeva anche i nodi di bassa tensione (5498 nodi) e l'ordine di numerazione iniziava proprio dai nodi di bassa tensione e risaliva fino al nodo slack. Per semplificare la rete e la sua descrizione si è deciso di rinumerare i nodi di media tensione da 1 a 202.
Poiché la numerazione dei nodi non rispondeva a criteri noti a priori (ad esempio il nodo di alimentazione era etichettato con il numero 63) si è deciso di implementare una funzione per la creazione della matrice delle incidenze che riuscisse a definire la rete anche con numerazioni sparse dei nodi (Capitolo 5.4).

4.3 Rete MT #D3

Questa rete è la rete #D2 con la particolarità di aver tenuto conto anche dei trasformatori MT/BT della rete originale.
Infatti il carico equivalente raggruppato delle sotto reti di bassa tensione, invece di essere collegato direttamente alla rete di media tensione, viene collegato al secondario del trasformatore che interfaccia le reti MT e quelle BT.
Così facendo il numero di nodi, sale da 202 a 362 in quanto i trasformatori MT/BT sono 161.
Questa variante è stata creata per aumentare i problemi di tensione sulla rete.
Nella Tabella 4-6 si può notare inoltre, l'aumento delle perdite di rete considerando una configurazione iniziale, ovvero senza applicazione di fotovoltaico (rete totalmente passiva).

Tabella 4-6: Perdite di rete dei tre casi presi in considerazione

Perdite rete originale (solo nodi MT) [%]	Perdite rete #D2 [%]	Perdite rete #D3 [%]
0.512	0.861	1.812

Inizialmente con la rete #D2 si sono ottenute perdite percentuali del 0.512%, troppo basse per i nostri scopi, si è deciso quindi di raddoppiare le lunghezze delle linee per aumentare le perdite, ottenendo cosi 0.861% di perdite. Con l'aggiunta dei trasformatori, le perdite sono più grandi arrivando a 1.812%.

Per quanto riguarda i profili di carico utilizzati, sono i medesimi della rete #D2, come anche le percentuali della suddivisione dei carichi (vedi Tabella 4-5).

Di conseguenza con l'aggiunta dei trasformatori, si andranno ad aggiungere nodi nei dieci feeder visti nella rete #D2, come è descritto nella Tabella 4-7.

Tabella 4-7: Composizione delle dorsali di alimentazione per la rete #D3

Dorsali	Nodi	Lunghezza totale della dorsale [km]
F1	3, 11, 13, 25, 80, 85, 86, 105, 121, 122, 123, 125, 138, 209, 223, 240, 272, 274, 284, 326, 359, 361	2.2
F2	16, 17, 37, 43 – 46, 48, 53, 56 – 58, 62, 70, 71, 74, 75, 81, 102, 214, 218, 225, 228, 234, 243, 245, 250, 251, 253, 276, 292, 320, 334, 339, 343	3.8
F3	21, 23, 29, 40 – 42, 47, 59, 60, 61, 66, 69, 91, 94, 96, 97, 100, 104, 114, 115, 204, 222, 227, 235, 244, 258, 288, 296, 304, 208, 311, 312	4.3
F4	18, 20, 33, 64, 65, 67, 68, 73, 77, 82, 83, 87, 88, 90, 95, 99, 101, 106, 107, 212, 213, 219, 224, 239, 262, 271, 290, 293, 294, 318, 324, 337, 340, 355, 356	5.9
F5	2, 22, 30, 49 – 52, 54, 55, 72, 76, 78, 79, 84, 89, 98, 103, 112, 117, 203, 216, 226, 231, 232, 241, 247, 267, 268, 270, 278, 287, 302, 307, 331, 350	4.2
F6	10, 27, 108 – 110, 113, 116, 118 – 120, 130 – 133, 135, 136, 143, 205, 208, 230, 233, 236, 279, 285, 316, 319, 321, 335, 341, 349, 351, 358.	4.5
F7	5, 8, 12, 26, 28, 35, 36, 39, 92, 93, 111, 124, 126, 127, 134, 139, 140, 142, 229, 238, 254, 255, 256, 259, 261, 275, 322, 344	3.0
F8	9, 15, 19, 137, 146 – 148, 150, 151, 153, 154, 158, 166, 167, 171, 207, 215, 246, 248, 286, 300, 314, 328, 330, 332, 345, 346	4.5
F9	1, 4, 6, 7, 34, 128, 129, 141, 144, 145, 149, 152, 160 – 163, 168, 170, 176, 177, 179 – 183, 185 – 187, 190, 194 – 196, 199, 201, 202, 210, 211, 217, 221, 237, 260, 263, 265, 266, 269, 273, 280, 283, 283, 289, 291, 295, 298, 299, 303, 305, 325, 327, 329, 347, 352, 353, 354, 362, 363	7.2
F10	14, 24, 31, 32, 38, 155 – 157, 159, 164, 165, 169, 172 – 175, 178, 184, 188, 189, 191 – 193, 197, 198, 200, 206,	6.0

220, 242, 249, 252, 257, 264, 277, 282, 297, 301, 306, 309,
310, 315, 317, 336, 338, 342, 357, 360

La numerazione dei nodi segue le stesse considerazioni fatte per la rete #D2.

4.4 Descrizione dei profili PV utilizzati nei casi studio

I profili di generazione PV derivano dal simulatore fotovoltaico [12] (derivante da uno studio riportato in [13]) che inserendo le coordinate geografiche (latitudine, longitudine e altezza rispetto al livello del mare) specifiche di un luogo, restituisce in output dei profili di irradianza in W/m^2 con step temporale di un minuto.

Per il calcolo della potenza AC in uscita dall'inverter di ogni impianto PV è stato utilizzato il modello descritto nel Capitolo 5.3. Questo modello prevede l'utilizzo della temperatura dell'aria, detta informazione è stata ottenuta dal sito PVGIS [14] impostando le coordinate stesse usate nel simulatore BrightModel [12]. I dati forniti dal sito hanno step temporale di 15 minuti, quindi sono stati riportati al minuto, mantenendo costante il valore di temperatura nei 15 minuti.

Sono stati scelti quattro giorni di profili di generazione che rappresentano quattro mesi significativi dell'anno (gennaio, aprile, luglio e ottobre) sia per la rete semi-urbana (#D2 e #D3) che per la rete rurale (#D1).

Per la rete #D1 si sono considerati quattro profili di generazione scelti per la città di Troia (Italia) mentre per la rete #D2 i profili utilizzati si riferiscono alla città di Solothurn (Svizzera).

Nelle seguenti Figura 4-5 e Figura 4-6, vengono mostrati gli andamenti delle produzioni in un giorno dei quattro mesi presi in esame sia per la città di Troia che per la città di Solothurn. Ottenuti combinando i dati del modello [12] e del modello PVGIS per le temperature [14].

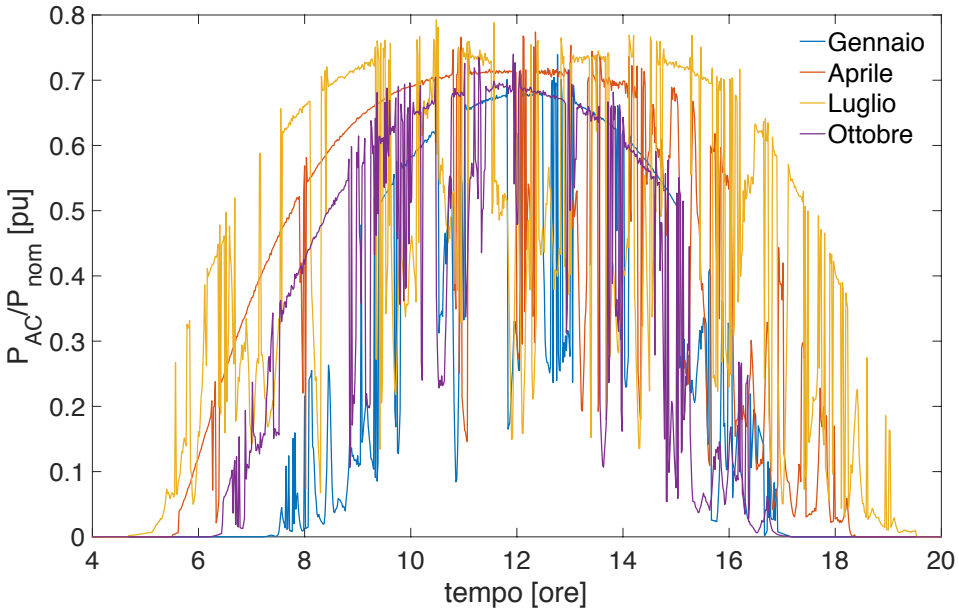


Figura 4-5: profili fotovoltaici al minuto per la città di Troia per i mesi di gennaio, aprile, luglio e ottobre.

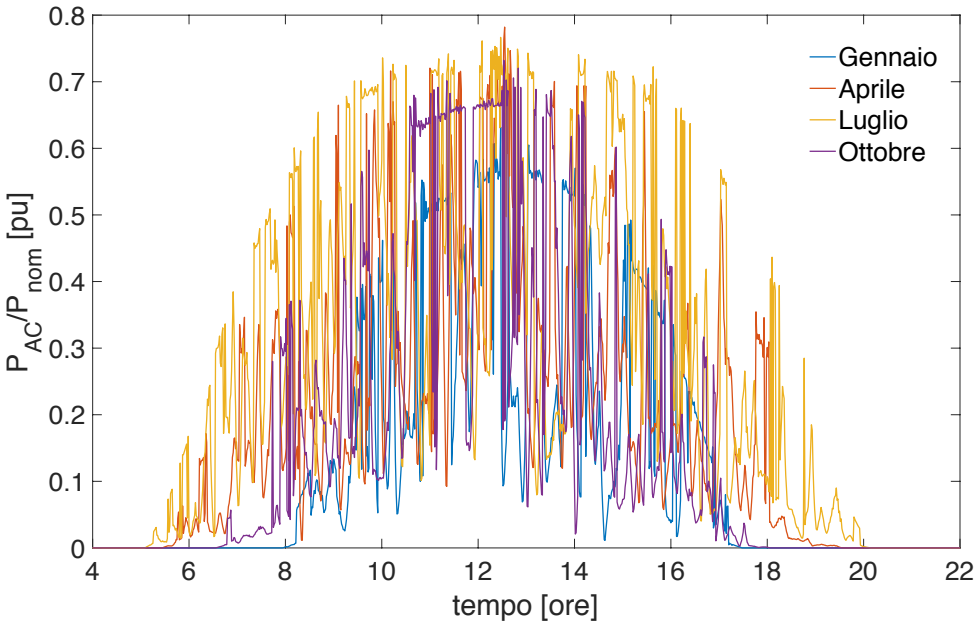


Figura 4-6: profili fotovoltaici al minuto per la città di Solothurn per i mesi di gennaio, aprile, luglio e ottobre.

Le coordinate geografiche per la rete di prova #D1 riferita alla città di Troia sono: latitudine 41.360 e longitudine 15.308. Si è, inoltre assunta come inclinazione dei pannelli PV 35°e orientamento verso sud. L'altitudine è 439 m s.l.m.

Le coordinate geografiche per la rete di prova #D2 riferita alla città di Solothurn sono: latitudine 47.209 e longitudine 7.532. Si è, inoltre assunta come inclinazione dei pannelli PV 35°e orientamento verso sud. L'altitudine è 432 m s.l.m.

Data la dimensione relativamente contenuta delle reti di distribuzione, si è fatta l'assunzione che in tutta la rete l'irradianza fosse omogenea. Quindi il profilo di generazione ottenuto è valido per tutti gli impianti installati.
Questa ipotesi, decade per reti molto grandi (come le reti di trasmissione) dove, ovviamente, si devono prevedere diversi profili di generazione relativi alla zona di analisi.

Di seguito, nella Tabella 4-8, sono riportati i valori di massima variazione positiva/negativa della produzione PV nei vari mesi delle due località scelte.

Tabella 4-8: Massima variazione positiva/negativa della variazione fotovoltaica (in [%Pnom])

	Intervallo di variazione	
	Solothurn	**Troia**
gennaio	+52 % -47 %	+53 % -57 %
aprile	+60 % -60 %	+63 % -59 %
luglio	+59 % -61 %	+68 % -63 %
ottobre	+61 % -58 %	+55 % -53 %

4.5 Creazione dei casi studio per l'applicazione del Power-to-Gas

In questo paragrafo vengono presentate le varie strategie di posizionamento degli impianti PV all'interno delle reti di distribuzione per creare degli scenari in cui alcuni vincoli di rete non siano più rispettati.
Innanzitutto, per capire la quantità di fotovoltaico installato nella rete si deve far riferimento al fattore di penetrazione φ. Questo indice, definito come il rapporto tra l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici lungo la giornata e l'energia del carico complessivo nello stesso lasso di tempo, fornisce un'informazione sintetica di quanto PV è installato nella rete. Nell'Equazione (12) è definito questo rapporto dove W_{PV} è l'energia complessiva espressa in MWh degli impianti fotovoltaici e W_{supply} è l'energia complessiva sempre espressa in MWh assorbita dai carichi della rete.

$$\varphi_{\%} = \frac{W_{\mathrm{PV}}}{W_{\mathrm{supply}}} * 100 \qquad (12)$$

Livelli di penetrazione φ limitati (es. inferiori al 20-30%) possono ridurre le perdite di rete e le cadute di tensione in linea. Invece livelli di penetrazione più elevati possono far emergere diversi problemi come:

- *Reverse Power Flow* ovvero inversione del flusso di potenza nel trasformatore AT/MT che inizialmente è diretto dalla rete di trasmissione verso i carichi. Con alte penetrazioni è possibile che il flusso di potenza si inverta in quanto la generazione delle fonti rinnovabili potrebbe essere superiore al carico stesso della rete in quell'istante. Il flusso inverso di potenza è un problema sia per il gestore del sistema di trasmissione che per l'operatore del sistema di distribuzione. Infatti, la presenza di un'energia che fluisce dalla rete distribuzione alla rete di trasmissione rende l'interconnessione tra sistema di distribuzione e sistema di trasmissione equivalente a un nodo attivo non controllabile, che può creare alcune difficoltà al corretto funzionamento del sistema elettrico. D'altra parte, la presenza del flusso di energia inversa può creare problemi anche per il sistema di distribuzione, ad esempio in termini di schemi di protezione non adeguati. Di solito, questo tipo di problema viene oggi risolto tagliando l'eccesso di produzione oppure utilizzando batterie [15] oppure tramite riconfigurazione di rete (connessione dei feeders con reverese power flow elevato a parti di rete o addirittura ad altre reti con richiesta di assorbimento maggiore). Va detto che una condizione di reverse power flow non porta la rete in condizione di emergenza, purché i vincoli di tensione e corrente siano rispettati.

- *Sovracorrente*: si ha quando un carico assorbe una quota superiore di potenza (e quindi corrente) rispetto a quella che la linea può sopportare. La grande quota di DER può creare sovracorrenti lungo le dorsali di alimentazione. Queste sovracorrenti possono interessare solo una parte della rete (ad es. l'ultima porzione) o l'intera rete, a seconda del livello di carico e della generazione distribuita, e alla posizione geografica degli impianti fotovoltaici. I conduttori possono sopportare valori di sovracorrenti (non elevati) per alcuni istanti di tempo, ma bisogna evitare il più possibile questa condizione, a causa del deterioramento dei conduttori.

Il metodo utilizzato tipicamente per risolvere il problema è quello di inserire altre linee in parallelo alla linea interessata da sovracorrente, oppure scollegare gli impianti fotovoltaici in eccesso.

- *Sovratensioni*: è una condizione in cui la tensione è superiore a quella di progetto. In un tipico sistema elettrico, le norme (norma CEI EN 50160) impongono come tensione d'esercizio, una tensione compresa tra il 90% e il 110% della tensione nominale del sistema. Nell' Equazione (13) è mostrata la condizione appena descritta in per-unit (p.u).

$$0.9 \leq V_n \leq 1.1 \quad (13)$$

Questo problema è caratteristico soprattutto delle reti rurali, composte da linee lunghe (anche fino a 15 km) e caratterizzati da un elevato rapporto R/X.
Per risolvere il problema si potrebbero quello di collegare dei reattori al nodo interessato da sovratensione oppure riconfigurare la rete, ovvero aprire dei rami e chiuderne altri, mantenendo sempre radiale l'esercizio della rete.

Come detto, il fattore di penetrazione dà un'informazione sintetica sulla quantità di fotovoltaico installato in rete, ma non fornisce alcuna informazione sul posizionamento degli impianti.

Per il posizionamento si è ricorso a due metodi in particolare:

1. posizionamento in base alle lunghezze dei rami;
2. posizionamento in base alle perdite allocate dei nodi, applicato [16]:
   a) senza controllo dei vincoli di rete (sovratensioni-sovraccorrenti);
   b) rispettando i vincoli di rete [17];

Il caso 1) viene utilizzato per creare studi di casi caratterizzati da impianti fotovoltaici installati in una porzione ben definita della rete (ad esempio alla fine di linee lunghe). Questo approccio è un "approccio topologico", utile per comprendere come l'ubicazione degli impianti fotovoltaici secondo le caratteristiche topologiche definite possa influenzare la rete. In questi casi, i problemi che interessano la rete possono essere solo il reverse power flow o quest'ultimo insieme ad un altro problema specifico (ad esempio solo sovratensione e non sovracorrente per la rete #D1, mentre per le reti #D2 e #D3 si possono avere tutte tre le problematiche contemporaneamente). Questo metodo è stato applicato su tutti i casi di studio, vale a dire la rete #D1, la rete #D2 e la rete #D3.

I casi creati seguendo l'approccio 2.a) consentono di analizzare contemporaneamente le reti con tutti i problemi sopra elencati. Tuttavia, questo approccio non garantisce la presenza di generazione omogeneamente distribuita in tutta la rete. Per questo motivo, è stato utilizzato anche il metodo 2.b): questa metodologia consente di isolare un problema (cioè, il rverse power flow), considerando tutti i vincoli di rete rispettati. A causa dei diversi parametri dei due casi studio, queste due metodologie sono state applicate solo alla rete # D1 (nessun esempio significativo ottenuto con le reti #D2 e #D3).

La Tabella 4-9 mostra i casi studiati per il sistema di distribuzione #D1, mentre la Tabella 4-10 e la Tabella 4-11 riportano i casi studiati con la rete #D2 e #D3, con le indicazioni dei problemi che interessano le diverse reti.

Tabella 4-9 Casi studio per la rete #D1

Metodo posizionamento PV	Lunghezza [km]	Penetrazione PV	Reverse PF	Sovracorr.	Sovratens.
Metodo 1	$0<L\leq0.9$	50 %	X	-	-
		60 %	X	-	-
		70 %	X	X	-
		80 %	X	X	-
	$2\leq L\leq3$	50 %	X	-	-
		60 %	X	-	-
		70 %	X	-	X
		80 %	X	-	X
Metodo 2a	-	50 %	X	X	-
		60 %	X	X	-
		70 %	X	X	X
		80 %	X	X	X
Metodo 2b	-	50 %	X	-	-
		60 %	X	-	-
		70 %	X	-	-
		80 %	X	-	-

Tabella 4-10 Casi studio per la rete #D2

Metodo posizionamento PV	Lunghezza [km]	Penetrazione PV	Reverse PF	Sovracorr.	Sovratens.
Metodo 1	$0<L\leq0.45$	50 %	X	-	-
		60 %	X	-	-
		70 %	X	X	-
		80 %	X	X	-
	$0.5\leq L\leq3$	30 %	X	X	-
		40 %	X	X	X
		50 %	X	X	X
		60 %	X	X	X

Tabella 4-11: Casi studio per la rete #D3

Metodo posizionamento PV	Lunghezza [km]	Penetrazione PV	Reverse PF	Sovracorr.	Sovratens.
Metodo 1	$0<L\leq0.45$	60 %	X	X	-
	$0.5\leq L\leq3$	60 %	X	X	X

Come si può notare sono state scelte diverse disposizioni degli impianti fotovoltaici. Nella rete #D1 si è scelto di posizionare gli impianti alla fine nei rami di lunghezza tra 0-0.9 km e 2-3 km e un posizionamento in base ai due metodi di allocazione delle perdite. Il primo metodo

posiziona gli impianti nei nodi con perdite allocate più basse in modo da sollecitare maggiormente i problemi in tensione (vedi Capitolo 5.8).

Col secondo metodo vengono installati impianti PV sempre con lo stesso criterio di scelta dei nodi con perdite allocate più basse, ma viene avviato un processo che cerca di non violare i vincoli di tensione e corrente.
Ciò consente di poter isolare il solo problema di reverse power flow con una distribuzione molto più omogenea di PV lungo tutta la rete. Come si vedrà in seguito, sui 102 nodi della rete #D1 in più di 70 nodi è installato fotovoltaico, anche per le penetrazioni più basse (vedi Capitolo 5.8.1).

Nel caso della rete #D2 e #D3 invece, si è scelto come metodo di posizionamento solamente quello in base alle lunghezze dei rami, in quanto essendo reti molto meno resistive rispetto alla rete #D1 le perdite allocate per nodo sono del tutto simili una con l'altra, non comportando così degli scenari significativi per il nostro studio.
Inoltre per la rete #D3 si sono studiate le due configurazioni con le penetrazioni uniche al 60%, questo perché gli altri risultati erano del tutto simili a quelli ottenuti per la rete #D2.

I problemi di rete sono risolti (o almeno alleviati) installando un certo numero di impianti PtG nella rete. La scelta del nodo di installazione e delle dimensioni dell'impianto PtG avviene tramite un metodo di ottimizzazione euristico denominato Simulated Annealing (SA), le cui caratteristiche sono spiegate nell'Appendice C – Simulated Annealing.

Vale la pena notare la diversa natura dei problemi esistenti sulla rete: il reverse power flow rappresenta una condizione operativa che, anche se non desiderabile, non influenza i vincoli operativi della rete (cioè limiti termici e tensioni). La presenza di sovracorrente e sovratensioni rappresenta, invece, una condizione anomala e l'operatore del sistema deve prevenire condizioni come questa. Quindi, gli studi di casi in cui esistono sovracorrenti e sovratensioni dovrebbero essere considerati come casi estremi: il loro scopo è dimostrare come il PtG possa consentire l'allocazione di grandi quantità di DER, stabilizzando le condizioni della rete.

5 Descrizione Codice in ambiente Matlab

In questo capitolo verrà descritto in dettaglio l'implementazione dei modelli in ambiente Matlab.

Prima di tutto si deve focalizzare l'attenzione sul compito dello script in generale.
Lo script deve simulare il comportamento di una rete di distribuzione durante l'arco di una giornata, con time step di un minuto, considerando profili di generazione fotovoltaica e profili di carico tipici dell'attività terziaria, residenziale, agricola, commerciale e industriale.
Avendo in ingresso il numero dei nodi, dei carichi nodali e dei valori di impedenza dei rami, tramite il metodo BFS vengono calcolate le correnti nodali, le correnti nei rami e le tensioni dei nodi.
In ogni singola iterazione del BFS viene caricato il modello del PtG che ne simula il comportamento, inserendosi come carico rapidamente variabile nel nodo considerato. L'obiettivo finale è quello di ottenere il miglior posizionamento dei PtG per ridurre in modo ottimale i problemi elettrici già descritti. Per fare ciò, si è utilizzato il Simulated Annealing (SA), un metodo di ottimizzazione meta-euristico.

Immettendo come input i dati detti sopra, con il numero di PtG e la loro taglia minima e massima, si ottiene in uscita una configurazione di rete ottimizzata: il SA provvederà a scegliere il posizionamento degli impianti PtG e a definirne le taglie, in modo da minimizzare le funzioni obiettivo descritte in Appendice C – Simulated Annealing.

Per entrambe le reti, i dati di input vengono letti da appositi file Excel, dove sono collocate le varie informazioni utili per il calcolo del modello. I file Excel sono 5:

- *ControlFile*: in questo file sono contenute tutte le informazioni base della rete come il numero di nodi, la codifica del nodo slack, la scelta del posizionamento degli impianti PV, la scelta della penetrazione di rinnovabile, la potenza base e la tensione base (per riportare il sistema ad un sistema base per-unit), i dati per il calcolo dei profili di generazione (efficienza degli inverter, NOCT…), un coefficiente per aumentare la lunghezza (e quindi i parametri di linea) dei rami, un coefficiente per aumentare eventualmente i carichi nodali nominali, ed in fine vengono indicati gli altri file contenenti i dati dei rami (*Branch*), nodi (*Node*) e profili di carico e generazione;

- *Branch*: in questo file sono contenute tutte le informazioni dei rami (nodo di partenza e di arrivo, lunghezza del ramo, parametri di resistenza, reattanza, suscettanza per unità di lunghezza, limiti termici di linea). Lo stato di apertura o chiusura dei rami (per un eventuale riconfigurazione) è contenuto in questo file.

- *Node*: in questo file sono contenuti tutte le informazioni dei nodi: come il carico nominale collegato al nodo, numerazione dei nodi e posizione geografica dei nodi.

- *Profili:* in questo file sono contenuti tutti i profili di carico e generazione (provenienti dalla letteratura e da BrightSolarModel rispettivamente). Inoltre sono salvate le percentuali della tipologia di carico per ogni nodo: infatti ogni nodo può avere diverse tipologie di carico connessi (carichi di natura residenziale, industriale ecc…). Per la rete #D1, la suddivisione dei carichi era già stabilita dal modello della rete proposto, mentre

per la rete #D2 si è utilizzato un codice appositamente creato per suddividere il carico nominale in percentuali a seconda della lunghezza delle linee (vedi Capitolo 5.6)

- *Nodi_PV_Loss_Allocation:* questo file contiene nodi dove inserire gli impianti fotovoltaici secondo il metodo dell'allocazione delle perdite. A differenza del metodo di posizionamento secondo la lunghezza dei rami (che viene integrato all'interno del codice principale, leggendo da *ControlFile* la lunghezza massima e minima dei rami dove installare PV), il posizionamento viene calcolato con degli algoritmi esterni:

    a. *Metodo 2a:* l'algoritmo calcola le perdite allocate per ogni nodo. I nodi vengono poi raggruppati in classi, riordinando i nodi con il rispettivo valore di perdite allocate in modo crescente. Così si ottengono i nodi con il valore più basso di perdite allocate, dove saranno installati gli impianti fotovoltaici per creare i problemi di tensione (vedi Capitolo 5.8).

    b. *Metodo2b:* come già accennato questo codice riesce ad inserire impianti fotovoltaici con elevata penetrazione senza violare i vincoli di tensione e corrente (vedi Capitolo 5.8.1).

5.1 Main

Il programma main è il cuore dell'intero codice, in esso vengono elaborati tutti i dati di rete per calcolare i flussi di potenza e inserimenti dei PtG nella rete.
In Figura 5-1 è rappresentato il diagramma di flusso del codice.

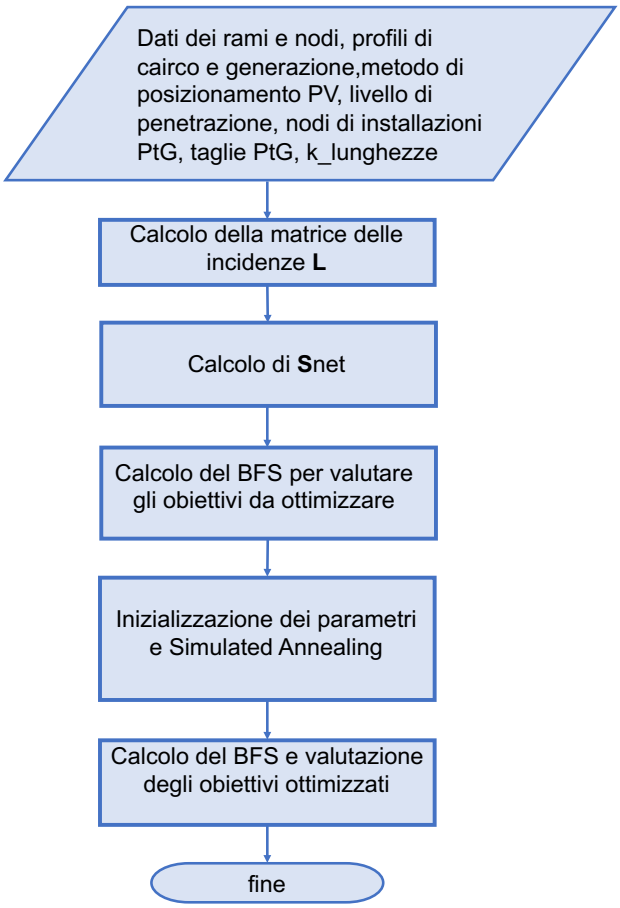


Figura 5-1 Diagramma di flusso del codice main

Avviando il main, vengono lanciati tutti i vari script atti a creare gli ingressi fondamentali per il calcolo del BFS. La lettura dei dati di rete avviene dai file Excel appena descritti nel Capitolo 5. Una volta lette queste informazioni, vengono create delle strutture di dati chiamate Branch (ove sono presenti per esempio nodi iniziali, nodi finali dei rami, lunghezza dei rami) e Node (ove sono presenti il numero dei nodi e i carichi nodali attributi ad ogni singolo nodo). Si può modificare la lunghezza dei rami delle reti (quindi anche il valore di impedenza longitudinale e trasversale) attraverso un coefficiente.

Per quanto riguarda la rete #D2 e #D3, si è preferito rinumerare i nodi al fine di semplificare la lettura finale dei dati come spiegato nel Capitolo 4.2.

Sulla base della nuova rinumerazione, viene calcolata la matrice delle incidenze con una funzione ricorsiva. Questa funzione riesce a ricavare la matrice delle incidenze qualsiasi sia la rete (vedi Capitolo 5.4).
Successivamente, con un algoritmo apposito vengono calcolati i carichi nodali nominali, aggiunto il fotovoltaico in base all'input utente nei vari nodi, i profili di carico e di generazione (che derivano dallo script BrightSolarModel) descritti in seguito nel Capitolo 5.3.

Per la rete #D3, attraverso un altro codice, è stato possibile calcolare per ogni trasformatore MT/BT, il massimo valore di fotovoltaico inseribile sul lato BT senza oltrepassarne il limite termico, ciò è descritto dettagliatamente nel Capitolo 5.9.

Posizionati gli impianti fotovoltaici e inseriti i profili di carico e generazione si può passare al calcolo della matrice delle potenze nette nodali **S**net. Questa matrice contiene per ogni nodo il valore di potenza netta tra il carico e l'eventuale potenza di generazione installata lungo tutta la giornata (quindi con i profili applicati) e servirà per calcolare le correnti nelle linee e le tensioni con il BFS.
A questo punto, il programma è pronto per eseguire un primo BFS per calcolare i parametri della configurazione iniziale (posizionando casualmente i PtG e attribuendogli delle taglie casuali) in modo calcolare la funzione obiettivo di partenza.
Subito dopo vengono inizializzati i parametri per l'esecuzione del SA, dove verrà trovata la miglior configurazione possibile in modo da minimizzare la funzione obiettivo scelta dall'utente (quindi verranno posizionati e dimensionati i PtG in modo ottimale). Va detto che si è deciso, con questo processo, di salvare tutta la cronologia dei miglioramenti della funzione obiettivo (espressa un per-unit, vedi per esempio Figura 6-1).
Quindi una volta terminato il SA vengono calcolate le funzioni obiettivo di tutte le configurazioni migliorative trovate. Così da ottenere un valore di funzione obiettivo assoluto e non per-unit, oltre a tutte le altre informazioni, quali correnti dei rami, nodali, tensioni e potenze nette nodali.

5.2 Introduzione del modello Power-to-Gas

I due blocchi "Calcolo del BFS" mostrati nella Figura 5-1 contengono le implementazioni del load flow tramite BFS e l'integrazione del modello Power-to-Gas, per calcolare poi la funzione obiettivo da passare all'interno del SA che tramite un processo analogo (BFS+PtG) cerca la configurazione migliore per minimizzare la funzione obiettivo.

In Figura 5-2 è rappresentato il diagramma di flusso del primo metodo utilizzato per il controllo del PtG ovvero un metodo basato solamente sulla riduzione del reverse power flow.

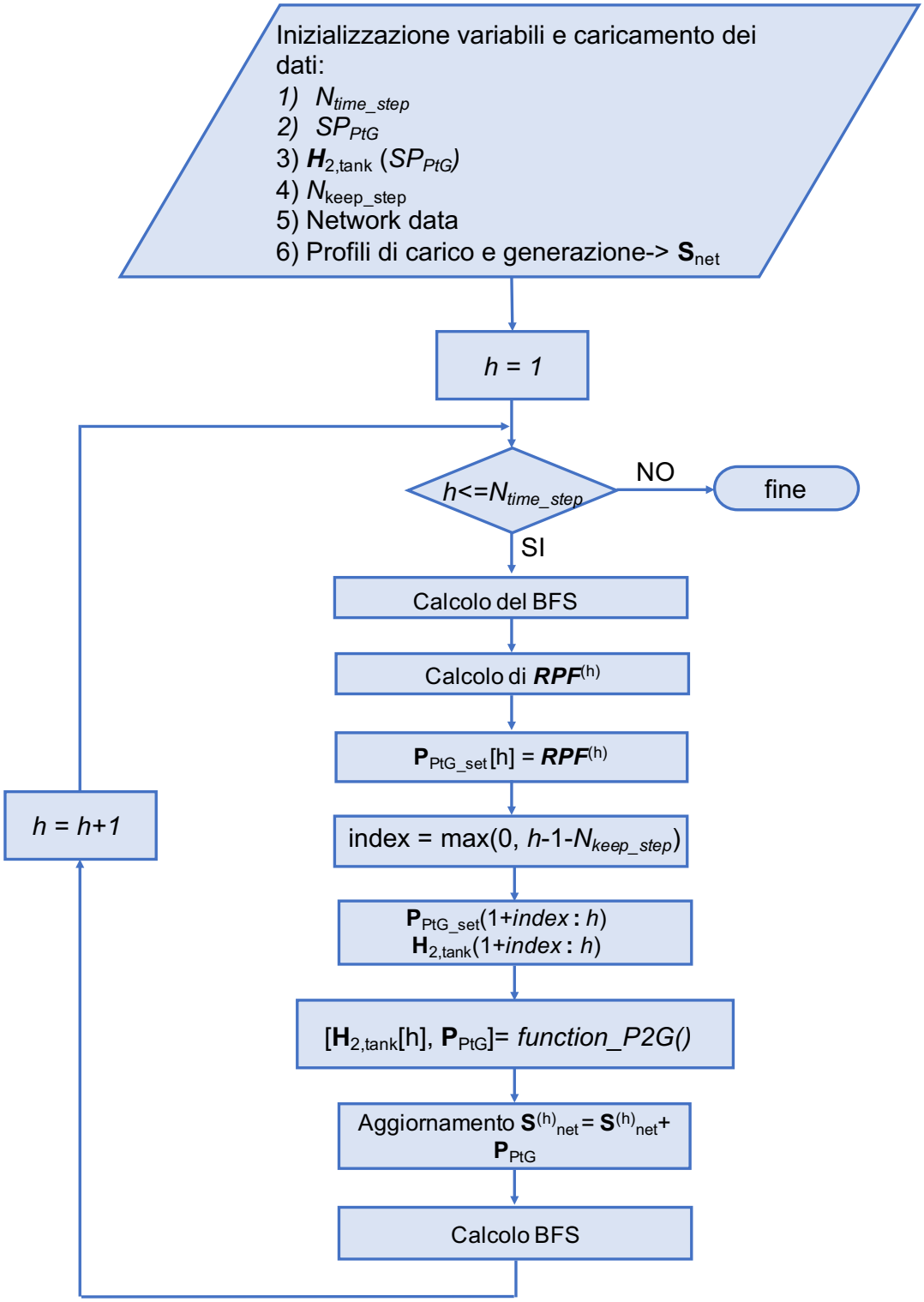


Figura 5-2 Diagramma di flusso del processo principale di calcolo. Integrazione del PtG con il modello di rete. La funzione chiamata function_PtG rappresenta il nodo di installazione PtG.

In Tabella 5-1 sono inoltre riportate le principali variabili utilizzate nel codice.

Tabella 5-1: Valori utilizzati delle variabili in input del modello

Variabili Inizializzate	Descrizione	Valore
N_{time_step}	Numero di iterazioni del BFS (uno per ogni minute della giornata)	1440
N_{keep_step}	Numero di punti di lavoro per lanciare il modello del PtG	10
SP_{PtG}	Dimensione degli impianti PtG	-
$\mathbf{H}_{2,\text{tank}}(SP_{\text{PtG}})$	Valore iniziale del volume di H_2 contenuto nel serbatoio.	-
Network data	Parametri di linea, matrice delle incidenze, potenza nominale nodale, limiti termici di linea	-
Load and generation profiles	Profili di carichi e generazione per calcolare **S**net	-
$\mathbf{S}_{\text{net}}$	Potenza netta nodale	-

Il modello PtG è stato progettato, inizialmente, per fornire una risposta a un profilo in input di assorbimento prestabilito. In questo modello di rete, tuttavia, il punto di lavoro desiderato dell'unità PtG viene calcolato istante per istante durante ogni esecuzione del load flow di rete tramite BFS (si calcola quindi l'input ad ogni iterazione del BFS, quindi ad ogni minuto della giornata). Vi è stato, perciò, un adattamento del modello, in modo che gli input potessero essere calcolati istantaneamente all'interno del ciclo di load flow.
Inoltre nel modello iniziale, ad ogni iterazione del load flow, tutti i valori di input degli istanti di tempo precedenti (calcolati ad ogni istante) vengono caricati da quello iniziale a quello corrente, quindi all'aumentare degli step temporali, aumenta anche il profilo di input in ingresso al PtG. Questo fatto non è particolarmente gradevole, poiché aumenta di molto i tempi computazionali dell'intero modello combinato.
Tuttavia, come spiegato nell' Appendice A, la risposta dell'unità PtG è modellizzata come un sistema del primo ordine e non ha bisogno dell'intero set di punti di lavoro dell'elettrolizzatore per generare la risposta corrente, ma solo pochi di essi. Per questo motivo, per migliorare i tempi di calcolo viene introdotta la variabile $N_{\text{keep_step}}$: questa variabile limita il numero di punti di lavoro precedenti in ingresso dell'elettrolizzatore ed evita il ricalcolo di tutti i punti di lavoro (dal primo istante all'istante corrente). Il valore numerico di $N_{\text{keep_step}}$ deve essere sufficiente per ricostruire la risposta del modello, mantenendo l'accuratezza del modello accettabile rispetto alla "risposta corretta" (vale a dire, quella basata sull'intero insieme di punti di lavoro passati)[1].

Definite le variabili utili al ciclo, per tutti i passi di calcolo ($N_{\text{time_step}}$) viene lanciato un primo BFS, dove vengono calcolate tutte le informazioni di rete di quel preciso istante (tensioni, correnti nodali e dei rami). Grazie all'informazione della corrente dei rami e della tensione nodale è possibile calcolare il reverse power flow di un determinato ramo.
L'ingresso del modello PtG è $\mathbf{P}_{\text{PtG_set}}[h]$ che è un ingresso in potenza. Dunque il valore calcolato di reverse power flow $\mathbf{RPF}^{(h)}$ (dove h rappresenta il valore calcolato all'istante h) può essere

[1] Questo metodo è stato testato e l'errore è 10^{-18} rispetto al caso in cui vengono passati al modello tutti i punti di lavoro.

direttamente passato come ingresso all'elettrolizzatore, in modo che quest'ultimo possa rimuovere, idealmente, tutto il flusso inverso presente in quel ramo, così da minimizzare il più il reverse power flow nel nodo di alimentazione.
In seguito, viene utilizzata la variabile $N_{\text{keep_step}}$, per il motivo spiegato in precedenza. In particolare se il numero dei punti di lavoro è inferiore a $N_{\text{keep_step}}$, allora vengono presi tutti i punti di lavoro precedenti a questa variabile. Mentre se il numero di punti di lavoro è maggiore a $N_{\text{keep_step}}$ allora si prendono solamente un numero di punti di lavoro precedenti pari a $N_{\text{keep_step}}$ per ricostruire la risposta del primo ordine del modello. Questi punti, vengono passati alla funzione apposita del modello che provvederà a fornire in output il valore di potenza a cui si è effettivamente portato a lavorare il PtG ($\mathbf{P}_{\text{PtG}}$) e il valore di riempimento del serbatoio di idrogeno ($\mathbf{H}_{2,\text{tank}}[h]$) (vedi Appendice A).
Se la potenza in ingresso all'impianto è superiore alla taglia dello stesso (SP_{PtG}) allora il valore di potenza assorbita viene saturato al valore della taglia dell'impianto.
Ottenuto il valore di potenza effettiva del PtG, viene aggiunto questo valore alla matrice dei carichi nodali, al nodo interessato dall'installazione e all'istante *h*.
Infine viene lanciato un secondo BFS sempre allo stesso istante *h*, per aggiornare le variabili di tensione e corrente con l'aggiornamento di $\mathbf{S}^{(h)}_{\text{net}}$ per rendere il controllo effettivamente *real-time.*
Si ripercorre lo stesso ciclo per tutta la giornata, finiti gli istanti temporali si può uscire dal ciclo.

Per quanto riguarda la risoluzione degli altri problemi di rete (sovracorrente e sovratensione) si è adottato un secondo metodo di controllo per gli impianti PtG, il cui diagramma di flusso è riportato nella Figura 5-3. La differenza tra i due metodi sta nel modo di calcolare la potenza $\mathbf{P}_{\text{PtG_set}}$ [h], che rappresenta il set-point (input) del PtG nel passo temporale *h*. Infatti, nel primo caso, il valore del set-point viene valutato solo sulla base del reverse power flow che interessa la rete, mentre nel secondo caso sono calcolati anche i contributi di sovracorrente e di sovratensione.

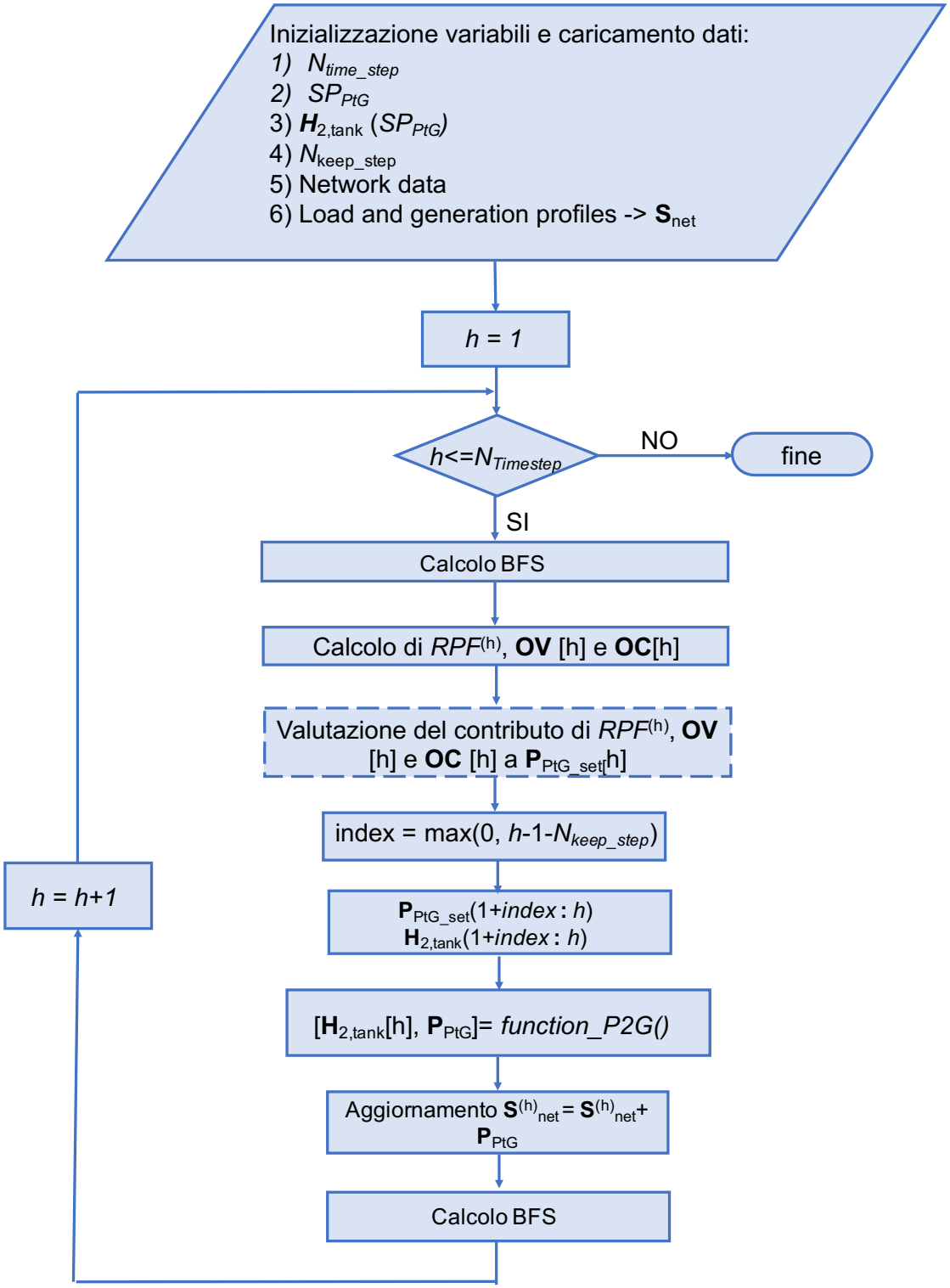


Figura 5-3: Diagramma di flusso del processo principale di calcolo. Integrazione del PtG con il modello di rete. La funzione chiamata function_PtG rappresenta il nodo di installazione PtG.

Il processo è del tutto analogo al precedente, ma per calcolare la potenza necessaria per rimuovere il flusso inverso di potenza (**RPF**[h]), la sovratensione del nodo interessato (**OV**[h]) e la sovracorrente del ramo interessato (**OC**[h]) si sono usate le seguenti strategie:

- Componente in input correlata reverse power flow: è direttamente il valore del flusso di potenza inversa, nel ramo ove il PtG è installato.

- Componente correlata al valore di sovracorrente **OC**[h]: è la potenza necessaria per far operare i rami sovraccaricati all'80% del loro limite termico. In Figura 5-4 è evidenziata la metodologia utilizzata.
- Componente correlata al valore di sovratensione **OV**[h]: è la potenza necessaria per portare i nodi con sovratensione a operare a 1.05pu. In Figura 5-5 è evidenziata la metodologia utilizzata[2].

Infine, questi tre contributi vengono sommati insieme e vengono passati in input al modello dell'elettrolizzatore. Questa scelta di controllo è stata effettuata poiché si è notato che queste problematiche sono tutte correlate: infatti in tutti i casi, dove sono presenti problemi di sovracorrente è presente anche inversione di flusso di potenza. Anche per la sovratensione si notano correlazioni con reverse power flow e sovente anche di sovracorrente, poiché questi problemi sono generati unicamente dall'installazione di fotovoltaico.

Una volta passati questi valori di input (**RPF**[h], **OC**[h] e **OV**[h]), la funzione PtG, restituisce il valore di potenza a cui l'elettrolizzatore si è portato a lavorare e il valore attuale di riempimento del serbatoio. Si aggiorna il valore di $\mathbf{S}^{(h)}_{net}$ (matrice contenente tutti i carichi nodali con i profili di carico e generazione applicati) per i nodi interessati da installazione e si ripete il secondo BFS. Il ciclo, ovviamente, viene ripetuto per tutta la giornata (o comunque per un valore imposto dall'utente).

In Figura 5-4 è mostrato il metodo per il calcolo della potenza necessaria per rimuovere la sovracorrente (**OC**[h]).

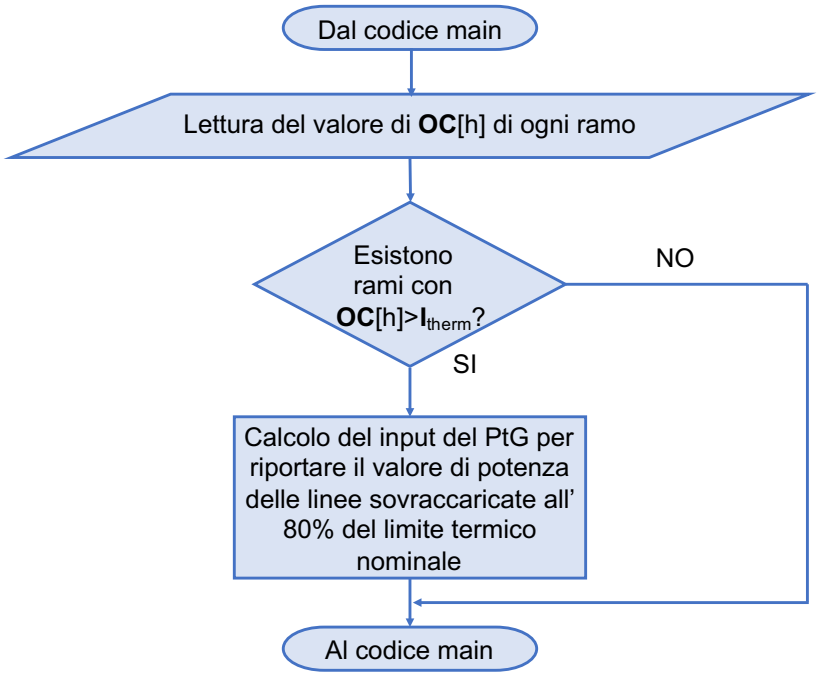


*Figura 5-4 Diagramma di flusso del metodo utilizzato per il calcolo di **OC**[h]*

Calcolato il primo BFS si legge, ramo per ramo, il valore di carico delle linee: se questo valore è superiore al limite termico, si calcola il valore necessario di potenza in ingresso al PtG per riportare la corrente del ramo sotto al limite termico (la sovracorrente viene assorbita

[2] La resistenza della rete non è trascurabile, quindi l'impatto della potenza attiva sui valori di tensione non è trascurabile.

dall'elettrolizzatore, impedendo di sovraccaricare la linea). In particolare si è deciso di riportare, idealmente, la corrente all'80% del limite termico.

In Figura 5-5 è mostrato il metodo per il calcolo della potenza necessaria per rimuovere la sovratensione (**OV**[h]).

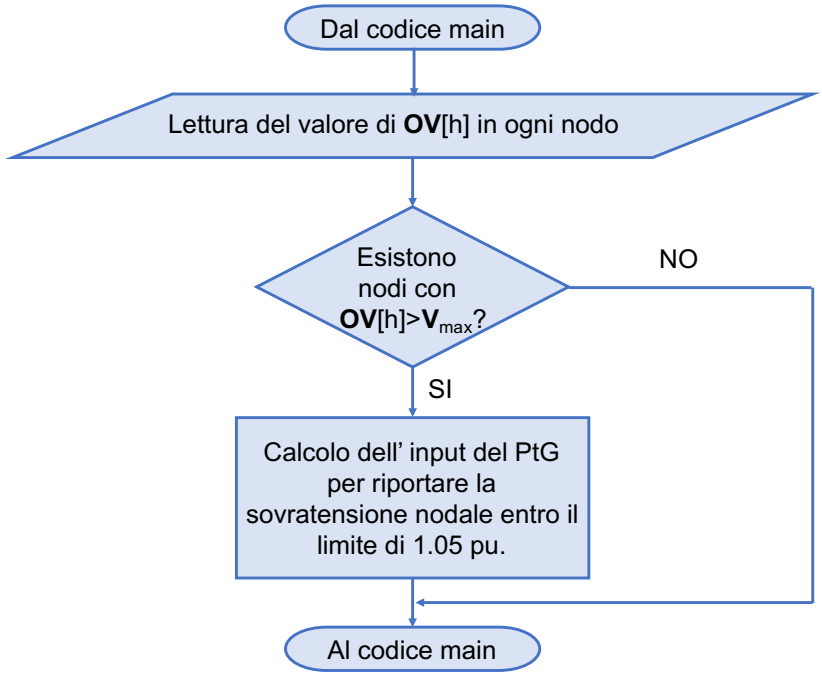


*Figura 5-5 Diagramma di flusso del metodo utilizzato per il calcolo di **OV**[h]*

Calcolato il primo BFS, vengono calcolati, nodo per nodo, i valori delle tensioni in quel certo istante. Se questo valore di tensione è superiore alla tensione massima prevista (1.1 p.u.) allora viene calcolato, con un metodo iterativo, il valore di potenza utile per riportare la tensione nodale al valore di 1.05. Questo valore è scelto in modo completamente arbitrario e si può modificare da input utente.
Il metodo iterativo utilizzato consente di trovare la potenza da dare in input al PtG partendo da una potenza nulla e aggiungendo valori di potenza di 0.1 MW alla volta. Una volta aggiunto tale valore, si ricalcolano le tensioni nodali con questa variazione di potenza nel nodo interessato. Finché che la tensione non scende sotto il valore prestabilito di 1.05 p.u. il processo continua. Raggiunto il valore desiderato, si ottiene la potenza da passare in ingresso all'impianto.

5.3 Calcolo dei carichi nodali, profili di carico e profili di generazione

Per il calcolo della matrice $\mathbf{S}_{net}$, si devono elaborare i profili di carico e generazione ed applicarli ai nodi ove sono presenti i carichi e generatori. In base ai dati ingresso specificati dall'utente è possibile scegliere come calcolare il BFS:

- BFS lungo la giornata con profili di carico senza PV;
- BFS lungo la giornata con profili di carico con PV;

Nell' ultimo caso, si può scegliere ancora:

- Il posizionamento del PV:
  - concentrazione PV in zona urbana;
  - concentrazione PV in zona rurale;

- concentrazione PV in base alle loss allocation;

- La stagione per i profili di generazione:
  - profilo di gennaio;
  - profilo di aprile;
  - profilo di luglio;
  - profilo di ottobre;

In Figura 5-6 è riportato il diagramma di flusso del codice.

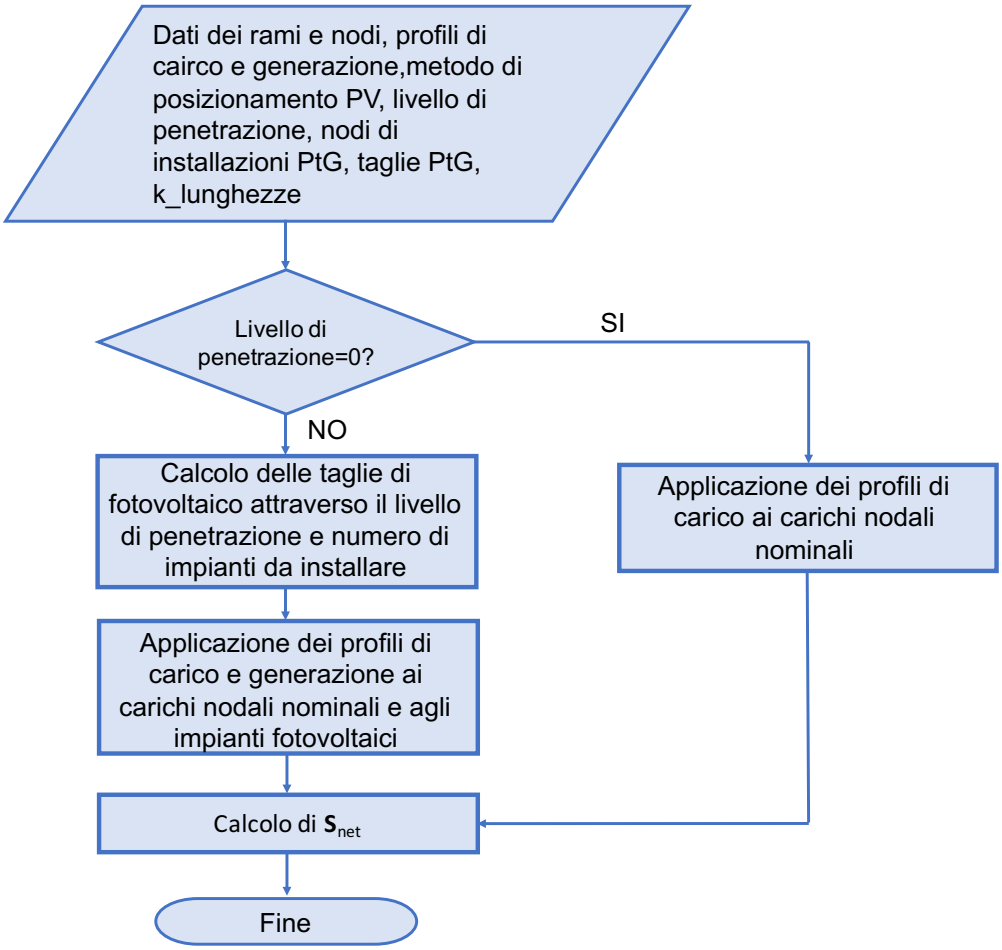


*Figura 5-6 Diagramma di flusso del calcolo di **S**net*

Se si sceglie la simulazione senza gli impianti fotovoltaici, verrà imposto il livello di penetrazione a zero. I profili di carico verranno letti da un apposito file Excel. I profili di carico iniziali hanno però risoluzione di 15 minuti: verranno perciò portati alla risoluzione di un minuto (con l'ipotesi che il profilo si mantenga costante nell'arco dei 15 minuti come spiegato nel Capitolo 4.2).
I profili di generazione vengono posti a zero e viene memorizzata una matrice completa dei profili di carico e generazione. A questo punto si passa alla suddivisione dei carichi per ogni nodo derivante da un apposito algoritmo come descritto nel Capitolo 5.5 (solo per le reti #D2 e #D3, infatti la suddivisione delle tipologie di carico per la rete D1 era già stata fornita con i dati di rete). Avendo tutte le informazioni necessarie è possibile calcolare la potenza apparente netta nodale con sommando i contributi lungo la giornata.

Se vengono aggiunti anche i profili di generazione, lo script posiziona il fotovoltaico in base all'input utente, seguendo o le lunghezze dei rami oppure inserendolo direttamente nei nodi prestabiliti in base al calcolo dell'allocazione delle perdite come descritto nei Capitoli 5.7 e 5.8. Vengono caricati i profili di generazione in base alla stagione scelta. Si rielaborano i profili di carico nello stesso modo descritto nel paragrafo precedente e si applicano ai nodi corrispondenti. In fine si calcola la potenza apparente netta nodale, che verrà utilizzata nel BFS.

In Figura 5-7 è riportato invece il diagramma di flusso del codice utilizzato per il calcolo dei profili di generazione e carico.

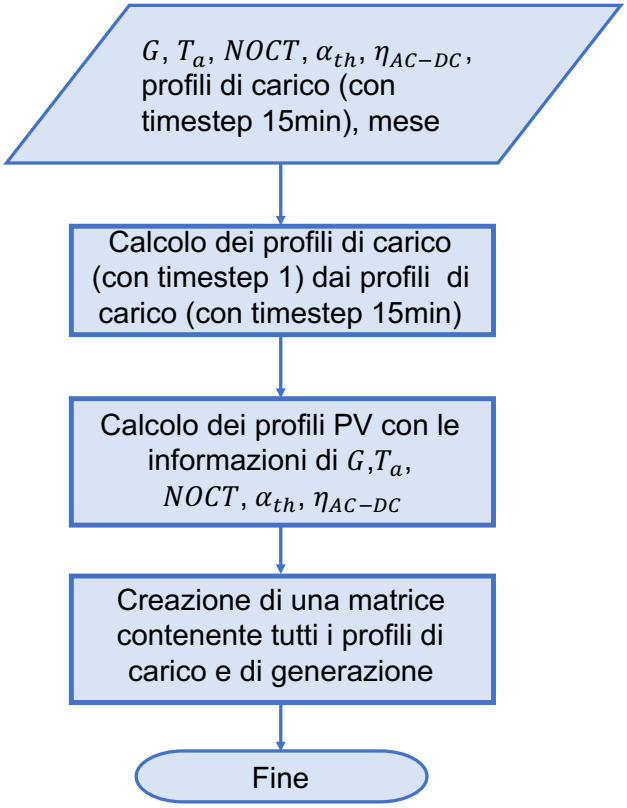


Figura 5-7 Diagramma di flusso del calcolo dei profili fotovoltaici

Per il calcolo dei profili di generazione, ottenuti i valori di irradianza (W/m^2) dal codice BrightSolarModel [12], si passa alla conversione di questo dato ad una potenza in p.u., tramite le seguenti Equazioni (14), (15), (16) (dalla letteratura [18]):

$$T_c = T_a + \frac{NOCT-20}{800} * G \tag{14}$$

$$\eta_{th} = 1 - \alpha_{th}(T_c - 25) \tag{15}$$

$$\frac{P_{AC}}{P_{nom}} = \eta_{AC-DC} * \frac{G}{1000} * \eta_{th} \tag{16}$$

dove T_c è la temperatura stimata del pannello fotovoltaico (espressa on °C), T_a è la temperatura dell'aria (stimata grazie a PVGIS [14] per i siti sotto esami delle reti), *NOCT* è la temperatura nominale di lavoro della cella fotovoltaica (imposta uguale a 45°C), η_{th} è la riduzione di produzione dovuta alla temperatura del pannello (rendimento), G irradianza che investe il pannello [W/m^2], α_{th} è il coefficiente di perdita dovuto alla temperatura (posto uguale a 0.45)

e infine $\eta_{AC\text{-}DC}$ è la riduzione di potenza prodotta dovuta ai collegamenti e ai rendimenti degli inverter.
Si è ottenuto così, un profilo non più sull'irradianza del mese in considerazione, ma bensì un profilo in p.u., direttamente applicabile a tutti gli impianti fotovoltaici installati nella rete (le dimensioni di una rete di distribuzione sono relativamente contenute, e si può fare l'ipotesi di irradianza omogenea su tutti i pannelli installati nella rete).

5.4 Calcolo matrice delle Incidenze

È stata creata una funzione ricorsiva che permette di calcolare la matrice delle incidenze qualsiasi sia la rete in questione, sia che essa abbia una numerazione dei nodi continua e congrua, sia che la numerazione del tutto casuale e non continua e addirittura con nodi scambiati (tra nodi iniziali e nodi finali dei rami) nei dati che vengono forniti con la rete.
In Figura 5-8 è rappresentato il diagramma di flusso del codice.

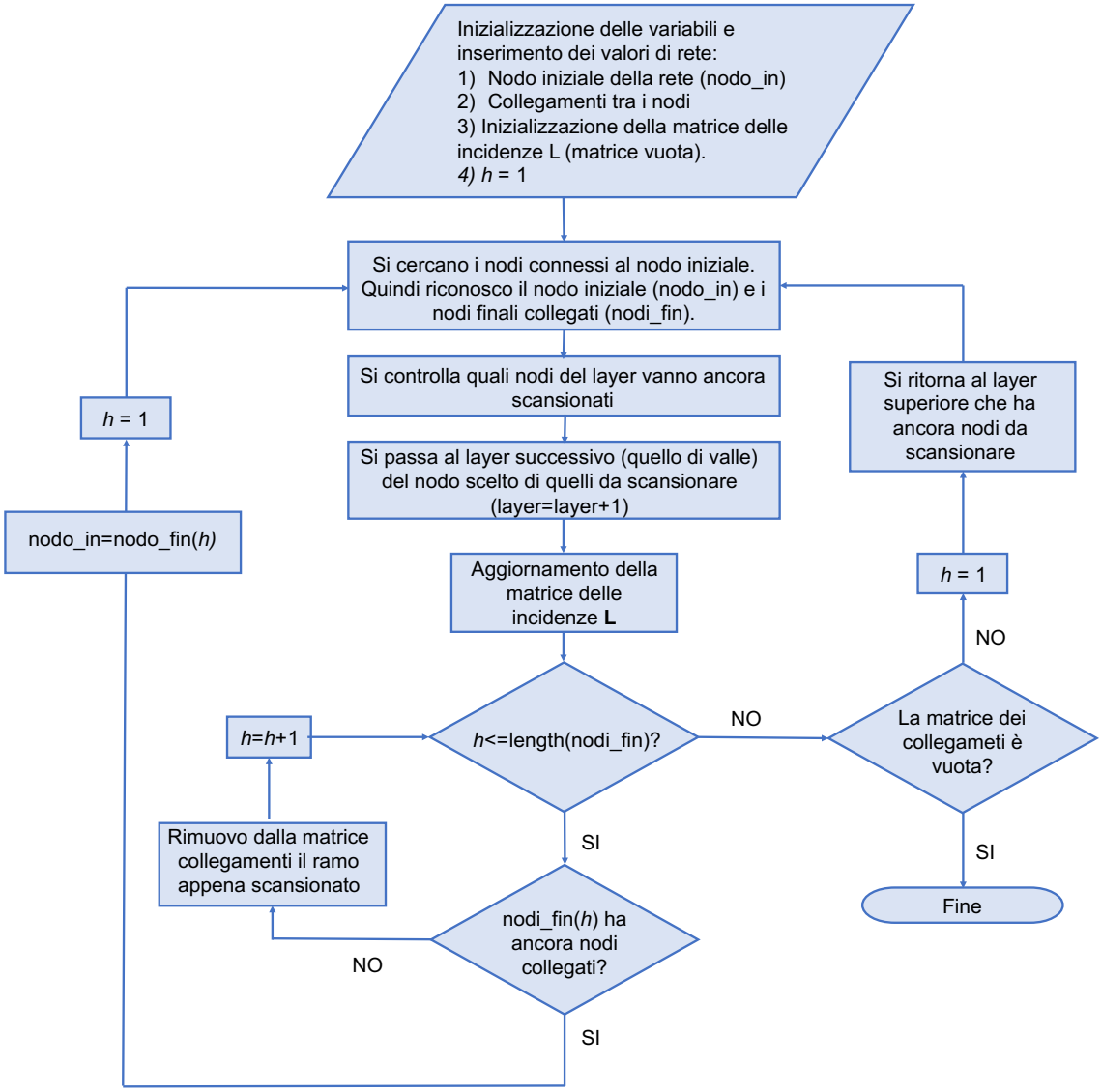


Figura 5-8: Diagramma di flusso dell'algoritmo utilizzato per il calcolo della matrice delle incidenze ***L***

Si inizia passando alla funzione, il nodo iniziale (per entrambi i casi 0) in AT, la matrice dei collegamenti dei nodi. In output la funzione restituisce la matrice delle incidenze *L* calcolata per la rete in questione e la matrice dei collegamenti contenente le connessioni dei nodi ordinati secondo il nodo finale dei rami.
Come primo passo, si devono cercare i nodi collegati al nodo iniziale della rete, utilizzando le informazioni contenute nella matrice dei collegamenti iniziali e si aggiorna la matrice delle incidenze *L* (inizializzata a 0).
Una volta riconosciuti i nodi collegati al nodo iniziale, se ne sceglie uno di questi e si ricomincia il ciclo: si riconoscono i nodi collegati ad uno di questi nodi, si aggiorna la matrice *L* e cosi via. Questo processo viene ripetuto fin quando non si giunge all'ultimo nodo della rete del percorso seguito. Quando si giunge al nodo finale, lo script è in grado di risalire lungo la rete (quindi tornare ai layer precedenti) e riconoscere i percorsi ancora da scansionare, questo perché, di volta in volta, si tiene traccia del percorso appena seguito dal codice. Riconosciuti i nodi e i rami ancora scansionare, si ripete lo stesso ciclo descritto in precedenza, scendendo lungo la rete sino ad incontrare il nodo finale del percorso.
Ogni volta che si incontra un nuovo collegamento viene aggiornata la matrice delle incidenze, inserendo un 1 se il ramo è uscente dal nodo considerato o -1 se il ramo è entrante nel nodo considerato come spiegato nel Capitolo 2.1.
Ogni qualvolta venga scansionato un ramo e aggiornata la matrice delle incidenze, quest'ultimo viene rimosso dalla matrice dei collegamenti, così si può tener traccia dei rami che ancora devono essere analizzati. Il criterio di stop consiste nel valutare se questa matrice è completamente vuota, infatti se così fosse significherebbe che tutti i rami sono stati analizzati, quindi si può uscire dalla funzione.

5.5 Suddivisione delle tipologie di carichi (rete #D2 e rete #D3)

Con questo codice si è suddiviso il carico nodale in base alla posizione geografica dei nodi. Per discriminare la tipologia di nodi nella rete (nodi residenziali, industriali, terziari, agricoli e commerciali), si è ricorso alle lunghezze delle linee.
In particolare se la linea è corta si è ipotizzato che i nodi di partenza ed arrivo siano in zona urbana, viceversa con linee più lunghe si è supposto che i nodi facessero parte della zona rurale.
Conoscendo la potenza nominale totale del nodo si è passati alla suddivisione delle tipologie di carico in modo da poter utilizzare i profili adeguati.
La suddivisione è stata fatta in maniera piuttosto fine come mostrato in Tabella 5-2:

Tabella 5-2: Suddivisione dei carichi per la rete #D2

Lunghezza delle linee [km]	**% residenziale**	**% industriale**	**% commerciale**	**% teriziario**	**% agricolo**
$L \leq 0.150$	80	0	10	10	0
$0.150 < L \leq 0.300$	70	0	15	15	0
$0.300 < L \leq 0.500$	65	5	15	15	0
$0.500 < L \leq 0.800$	25	5	45	20	5
$0.800 < L \leq 1.0$	10	50	25	5	10
$1.0 < L \leq 3.5$	20	10	5	5	60

La forte presenza di nodi in ambito urbano, ha fatto si che la suddivisione in base alle distanze sia stata fatta in questo modo. Infatti circa il 64% dei nodi appartiene ai rami di lunghezza inferiore ai 150 metri e solo il 3.6% appartiene a rami sopra gli 800 metri.

Tipicamente i nodi sotto i 500 metri sono da considerarsi prettamente residenziali e terziari. In questo caso invece già a 500 metri si vede la presenza di carichi commerciali ed industriali, che solitamente farebbero parte dei nodi con lunghezze dei rami superiori a 800 metri.
Va ricordato, che questa suddivisione è stata attuata solamente per la rete #D2 e #D3 ove non erano forniti questi dettagli, a differenza della rete #D1.

5.6 Suddivisione e raggruppamento reti BT (rete #D2 e rete #D3)

Con questo codice è stato possibile suddividere la rete semi-urbana #D2 nella sola parte a tensione MT. Infatti la rete iniziale prevedeva anche 5498 nodi di bassa tensione.
Come già sottolineato, dato l'obiettivo della tesi e visto che tale quantità di nodi avrebbe provocato un allungamento enorme dei tempi computazionali, si è scelto di cercare tra i nodi e i rami assegnati, quelli di bassa tensione ed attribuire ad ognuno di essi una sotto rete collegata al corrispondente nodo di media tensione (ovviamente interconnessi da trasformatore di distribuzione). In Figura 5-9 è riportato il diagramma di flusso del funzionamento di questo algoritmo.

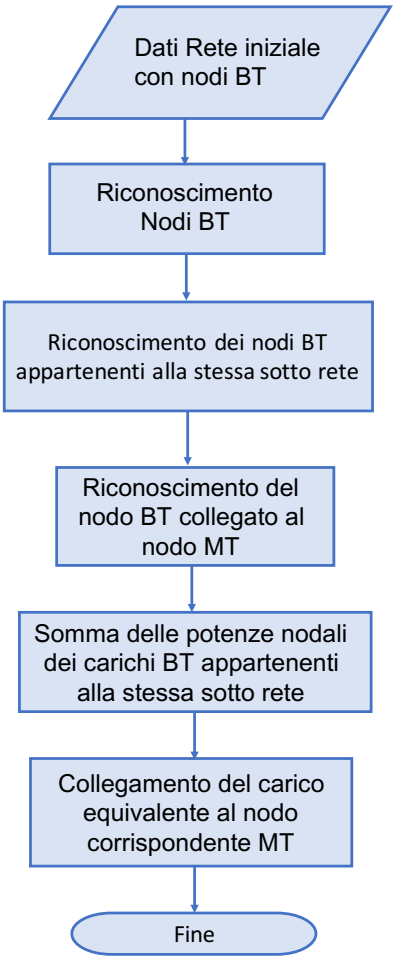


Figura 5-9 Diagramma di flusso del codice di raggruppamento dei nodi BT per la rete #D2

Come si può vedere, il primo passo è quello di leggere i dati forniti della rete (provenienti da un apposito file Excel). Da queste informazioni è possibile riconoscere i nodi di bassa tensione della rete.
Fatta questa prima grande distinzione, si passa al riconoscimento delle sotto reti collegate ad ogni nodo di media tensione.

Innanzitutto vengono isolati i nodi BT rispetto a quelli MT. Vengono presi solamente i nodi BT e con un apposito comando (*graphconncomp* [19]) si riconoscono i nodi connessi tra di loro, riuscendo così a ricostruire le sotto reti di bassa tensione.
Per ognuna di queste sotto reti ottenute, si sommano le potenze nodali di ogni singolo nodo, così da ottenere un carico somma equivalente.
Fatto ciò, si deve riconoscere il primo nodo della sotto rete BT e individuare a quale nodo MT è collegato.
Infine, ad ogni nodo MT viene collegato il carico equivalente corrispondente al nodo BT connesso.

Per quanto riguarda la rete #D2, il carico equivalente è collegato direttamente a primario del trasformatore, cosi da poter ipotizzare questo carico come un carico equivalente di media tensione, rimuovendo cosi, di fatto, il trasformatore stesso.

Per la rete #D3, invece, il carico equivalente è collegato al secondario del trasformatore, mantenendo così, di fatto, il carico in bassa tensione. Con questa ipotesi, si tiene conto di tutti i nodi di bassa tensione collegati al secondario del trasformatore. I nodi da prendere in considerazione per il load flow passano perciò da 202 a 362. Mentre per il posizionamento del power to gas, i nodi disponibili rimangono sempre solo quelli MT, per coerenza con l'obiettivo di questa tesi di considerare solo impianti con taglie dell'ordine dei MW.

5.7 Posizionamento degli impianti PV secondo la lunghezza dei rami

Questo codice permette semplicemente di posizionare gli impianti fotovoltaici nei nodi appartenenti ai rami di una certa lunghezza scelta dall'utente.
Dati in ingresso l'intervallo di lunghezza in cui inserire gli impianti (come per esempio nel caso della rete #D1, $0<L\leq0.9$), il codice individuerà tutti i rami con quella determinata lunghezza e posizionerà gli impianti nei nodi finali di quei rami.
Quindi dato il livello di penetrazione e l'intervallo di lunghezza dei rami, verranno calcolate delle taglie uguali per tutti i nodi, che verranno poi casualmente modificate per avere impianti di diverse capacità.

5.8 Posizionamento degli impianti PV secondo l'allocazione delle perdite

Questo codice permette di individuare i nodi con perdite allocate minori.
Si è scelto questo approccio per il posizionamento del fotovoltaico per cercare di sollecitare maggiormente i problemi di sovratensione.
Questo approccio è stato utilizzato solamente per la rete #D1, come spiegato nel Capitolo 4.5.
Per individuare i nodi utili per il nostro scopo, si è scelto di utilizzare la rete in versione passiva, ovvero senza fotovoltaico applicato.

In Figura 5-10 è rappresentato il diagramma di flusso del codice.

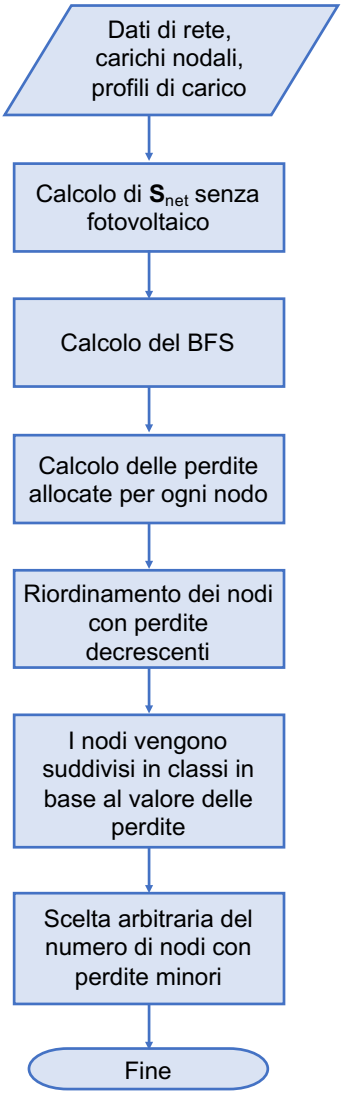


Figura 5-10 Diagramma di flusso del programma per l'individuazione dei nodi con perdite allocate minori

Come input allo script, vengono passati i dati della rete (parametri di linea, lunghezza dei rami e cosi via), il valore dei carichi nodali e dei profili di carico.
Vengono calcolate le matrici delle potenze nodali e delle incidenze in modo da poter lanciare un load flow con metodo BFS lungo tutta la giornata.
Dopo aver calcolato le correnti e le tensioni, si passa al calcolo delle perdite allocate per tutti i nodi con il metodo della decomposizione delle correnti dei rami descritta con l'Equazione (17).

$$P_k = \Re e(I_k^* \sum_{b \in \boldsymbol{B_k}} R^{(b)} I^{(b)}) \tag{17}$$

Dove:

- $\mathbf{k}^{(b)}$ sono i nodi alimentati dal ramo b;
- $\mathbf{B}_k$ sono i rami appartenenti al percorso tra il nodo k e il riferimento e la corrente netta nodale I_k in ingresso al nodo k (inclusi i contributi dei parametri trasversali afferenti al nodo k).
- La corrente che percorre l'elemento longitudinale del modello a π del ramo $b = 1, \ldots, B$ con resistenza $R(b)$ si ricava da (Equazione (18)):

$$I^{(b)} = \sum_{k \in \boldsymbol{K}^{(b)}} I_k \tag{18}$$

Si nota che la somma delle perdite allocate, calcolate con questo metodo, è uguale alle perdite totali del sistema e non serve riconciliazione come per altri metodi.

Calcolate le perdite allocate per ogni nodo, vengono riordinati i nodi con perdite in ordine crescente e suddivisi in classi. Il numero di classi può essere scelto dall'utente. In particolare, le prime classi conterranno i nodi con perdite più basse, mentre le altre conterranno nodi con perdite sempre maggiori.
I nodi ottenuti possono ora essere salvati su un foglio Excel (*Nodi_PV_Loss_Allocation* vedi Introduzione Capitolo 5.1), per poter essere letti dal programma principale, dove scelta la penetrazione voluta, esso provvederà ad inserire impianti fotovoltaici nei nodi appena trovati.

5.8.1 Posizionamento degli impianti fotovoltaici con Metodo 2b

Il secondo metodo di posizionamento basato sui fattori di allocazione delle perdite (metodo 2b) permette di non violare i vincoli di tensione e corrente della rete.
Vengono inserite le taglie massime possibili installabili, un valore di incremento delle taglie e il valore massimo di penetrazione che si desidera. Il codice provvederà ad inserire dapprima fotovoltaico nei nodi con perdite allocate minori, fino al raggiungimento della taglia massima o fino a quando i vincoli di rete saranno rispettati. Se si raggiungono o la potenza massima o vengono a mancare i vincoli, viene scelto un altro nodo (per esempio il secondo con le perdite allocate più basse) e il ciclo ricomincia, tutto questo fino al raggiungimento della penetrazione richiesta.
I nodi ottenuti vengono salvati sul foglio Excel *Nodi_PV_Loss_Allocation* (vedi Introduzione Capitolo 5.1).
Maggiori informazioni sul codice appena descritto si trovano in [17].

5.9 Posizionamento degli impianti fotovoltaici in presenza di trasformatori (rete #D3)

Siccome per questa rete si vuole valutare anche l'effetto degli impianti fotovoltaici installati in BT, occorre valutare se, questi ultimi, non superino il limite termico del trasformatore MT/BT. Questo procedimento non viene attuato per le altre reti, in quanto le taglie di fotovoltaico applicate rientrano ampiamente nelle potenze che è possibile installare in una rete MT.

In Figura 5-11 è riportato il diagramma di flusso del codice.

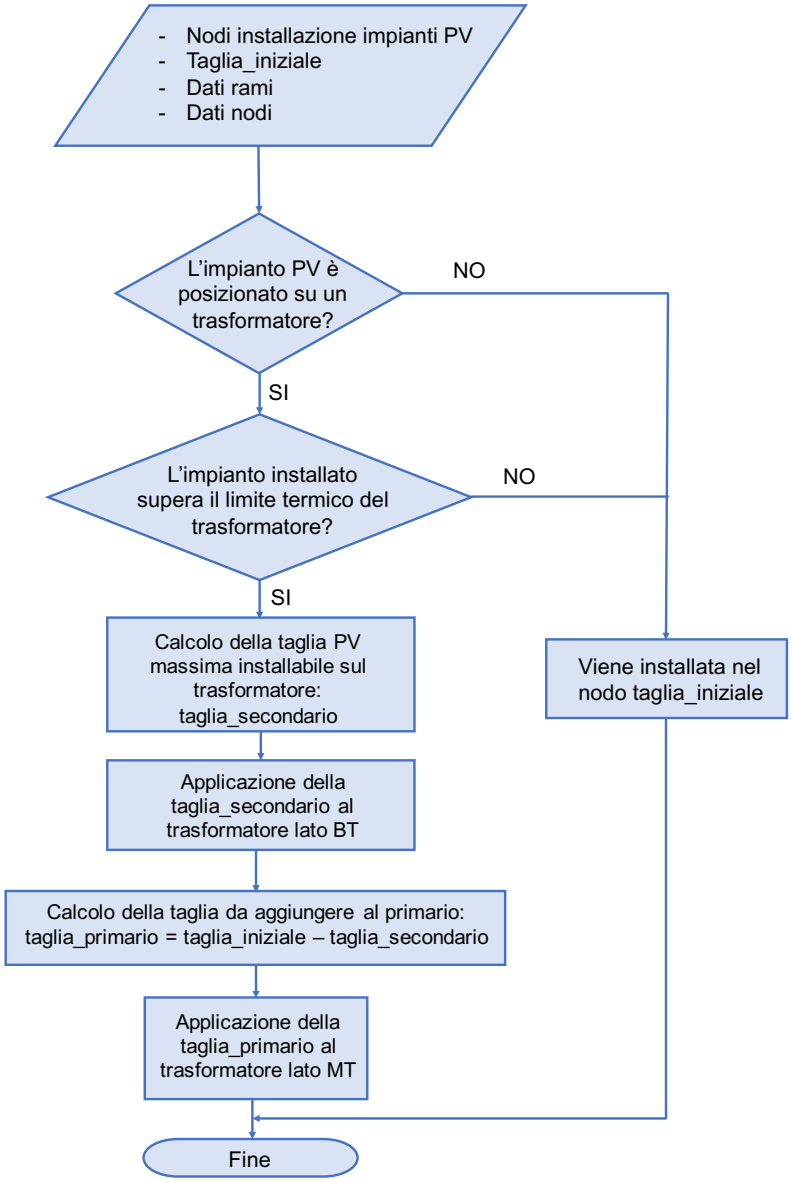


Figura 5-11: diagramma di flusso del codice per il posizionamento degli impianti su un trasformatore della rete #D3

Per la rete #D3, se un impianto fotovoltaico è stato posizionato al primario di un trasformatore MT/BT, verrà subito riportato al secondario e si valuterà se la taglia (applicata al profilo di generazione) sarà adeguata al limite termico del trasformatore. In caso contrario verrà calcolata la taglia massima che sarà possibile installare senza oltrepassare i limiti del trasformatore. La restante potenza di installazione non verrà eliminata, ma semplicemente riportata al primario del trasformatore, in quanto sul lato di media tensione è possibile collegare impianti di taglia molto più elevata. Così facendo si otterrà comunque il valore di penetrazione richiesto dall'utente senza sostituire i trasformatori MT/BT della rete.
Va sottolineato che per la rete #D3 questo procedimento viene attuato con tutti i metodi di posizionamento, quindi sia con l'approccio topologico che con l'approccio di esercizio (fattori di allocazione delle perdite).

6 RISULTATI

6.1 Posizionamento e Dimensionamento degli impianti PtG

Il posizionamento e il dimensionamento dei PtG è avvenuto seguendo il processo di ottimizzazione SA. Il funzionamento del metodo SA è descritto nell' Appendice C.

I valori dei parametri utilizzati nel metodo di ottimizzazione sono riportati nella Tabella 6-1. La spiegazione dei parametri riportati in tabella è riportata per comodità in Appendice C – Simulated Annealing

Tabella 6-1: Valori dei parametri utilizzati nel SA

N_A	N_C	α	p_0	N_R	C_0	ρ_I	ρ_V
30-50	15-20	0.9	0.5	10-2015	16.8-600	5-100	3-6

La condizione scelta per entrambe le reti è la peggiore possibile, ovvero è stato scelto il mese di luglio per creare i profili di generazione fotovoltaica. In tale condizione, la produzione di RES è molto elevata e può causare gravi problemi alle operazioni di rete. Tuttavia, una volta ottimizzati i risultati per il mese di luglio, verrà fatta una verifica, con la configurazione trovata, per gli altri mesi dell'anno, per verificare che non vi siano problemi di rete (eventuali sotto tensioni, sovracorrenti e un forte aumento delle perdite).

6.2 Rete #D1, Metodo 1

Come menzionato nel Capitolo 4.5, il posizionamento degli impianti fotovoltaici attraverso il Metodo 1 consente di creare casi con impianti collegati a nodi connessi a linee sia corte che lunghe. La distribuzione del PV nella rete è riportata nella Tabella 6-2: dai valori mostrati, è evidente che alcune dorsali di alimentazione possono essere caratterizzate da un'elevata penetrazione di FV come in entrambi i casi (0 - 0.9 km e 2 - 3 km) per F7 (feeder 7), mentre in casi altri (come F4 e F5) le dorsali (o feeder) possono rimanere anche senza alcun impianto fotovoltaico installato. In questi due casi è evidente che l'installazione di fotovoltaico è molto differente da dorsale a dorsale facendo in modo che esistano zone limitate dove la penetrazione di DER sia molto più alta.

Tabella 6-2: Distribuzione degli impianti fotovoltaici nei feeder della rete #D1, metodo 1

Lunghezza [km]	**Dorsale**	**Potenza Installata PV [MW]**				
		40%	**50%**	**60%**	**70%**	**80%**
$0<L\leq0.9$	F1	3.42	3.61	5.218	5.963	6.708
	F2	1.06	1.85	1.618	1.850	2.081
	F3	0.65	0.80	1	1.146	1.290
	F4	0.66	0.80	1	1.149	1.293
	F5	1.79	2.18	2.730	3.126	3.510
	F6	0.54	0.66	0.835	0.9547	1.074
	F7	6.47	7.87	9.8459	11.252	12.659
$2\leq L\leq3$	F1	2.95	3.59	4.498	5.140	5.783

F2	2.59	3.15	3.947	4.511	5.075
F3	3.59	4.37	5.474	6.256	7.038
F4	0	0	0	0	0
F5	0	0	0	0	0
F6	1.31	1.549	1.990	2.280	2.565
F7	4.16	5.07	6.341	7.247	5.800

I risultati sono riassunti nella Tabella 6-3 mostrano come l'uso combinato di PtG è in grado di ridurre i problemi causati dall'elevata penetrazione di DER nella rete di distribuzione in esame. Il dimensionamento e il posizionamento degli impianti PtG (corrispondente alle soluzioni riportate nella Tabella 6-3 sono mostrate nella Tabella 6-4.
Per completezza, la Tabella 6-5 mostra il valore dell'energia elettrica immessa nella rete AT dopo e prima dell'installazione degli impianti PtG.

Tabella 6-3 Comparazione dei risultati prima e dopo l'installazione degli impianti PtG, reverse power flow, sovracorrente, sovratensione per la rete #D1, metodo 1

Lunghezza [km]	**Penet. PV**	**Rev. PF pre**	**Rev. PF post**	**Sovraccor. pre**	**Sovraccor. post**	**Sovratens. pre**	**Sovratens. post**
$0<L \leq 0.9$	40 %	113	6	-	-	-	-
	50 %	211	8	-	-	-	-
	60 %	366	23	-	-	-	-
	70 %	454	152	360	0	-	-
	80 %	506	256	578	7	-	-
$2 \leq L \leq 3$	40 %	144	9	-	-	-	-
	50 %	232	8	-	-	-	-
	60 %	370	28	-	-	-	-
	70 %	429	182	-	-	463	0
	80 %	488	291	-	-	1297	9

Tabella 6-4: Taglia (espressa in MW) e nodi di installazione degli impianti PtG per la rete #D1, metodo 1

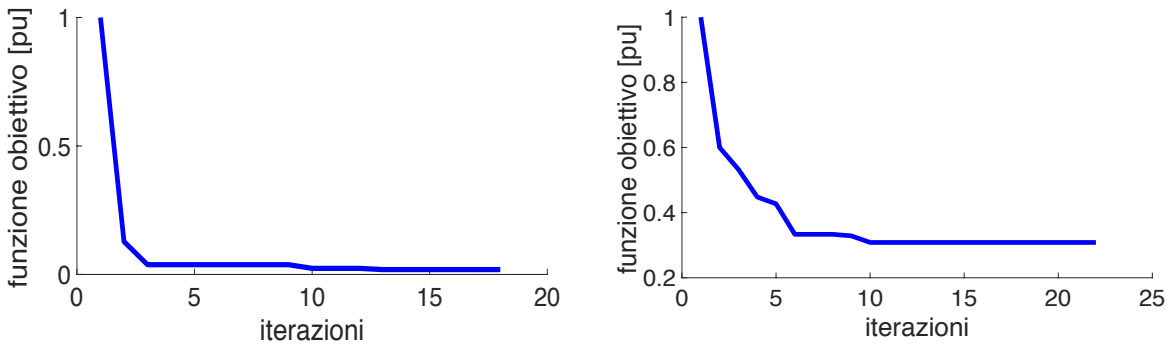
Lunghezza [km]	**Penet. PV**	**Taglia Impianto 1**	**Taglia Impianto 2**	**Taglia Impianto 3**	**Taglia Impianto 4**	**Nodi di installazione**
$0<L \leq 0.9$	40 %	2.5	-	-	-	82
	50 %	2	2	0.5	2	85, 100, 27, 21
	60 %	2	2	2	1.5	85, 80, 93, 100
	70 %	2	2	2	2	85, 13, 80, 98
	80 %	2	2	2	2	83, 21, 84, 98
$2 \leq L \leq 3$	40 %	2	-	-	-	87
	50 %	2	1.5	2	2	85, 81, 93, 100
	60 %	2	2	2	1.5	85, 44, 93, 100
	70 %	2	1	2	2	82, 97, 21, 98
	80 %	2	1.5	2	2	82, 97, 48, 98

Si vede come le dimensioni scelte per gli impianti PtG sono comprese tra 0.5 e 2.5 MW (per la rete #D1). Infatti con queste taglia si riescono a risolvere o ad alleviare notevolmente i problemi di rete ottenendo comunque degli ottimi sfruttamenti degli impianti.

Tabella 6-5: Comparazione dei risultati prima e dopo installazione degli impianti PtG, energia del reverse power flow

Lunghezza [km]	Penet. PV	Rev. PF pre [MWh]	Rev. PF post [MWh]	Riduzione [%]
0<L ≤0.9	40 %	1.02	0.051	-95.00
	50 %	5.78	0.086	-98.50
	60 %	20.38	0.39	-98.07
	70 %	36.25	3.06	-91.55
	80 %	50.96	10.39	-79.60
2 ≤ L ≤ 3	40 %	1.79	0.076	-95.74
	50 %	5.48	0.11	-97.94
	60 %	19.68	0.96	-95.14
	70 %	32.38	4.94	-84.76
	80 %	46.43	15.14	-67.40

La riduzione della funzione obiettivo durante il processo di ottimizzazione è mostrata nella Figura 6-1. A titolo di esempio, la figura presenta i risultati per i casi con 0 <*L* ≤0.9 e penetrazioni del 50% e 80%: è evidente che l'ottimizzazione consente di ottenere risultati molto buoni, così come, con un controllo adeguato, il PtG è in grado di migliorare le condizioni della rete aiutando nella stabilizzazione della rete di distribuzione, riducendo decisamente i problemi che la interessano.

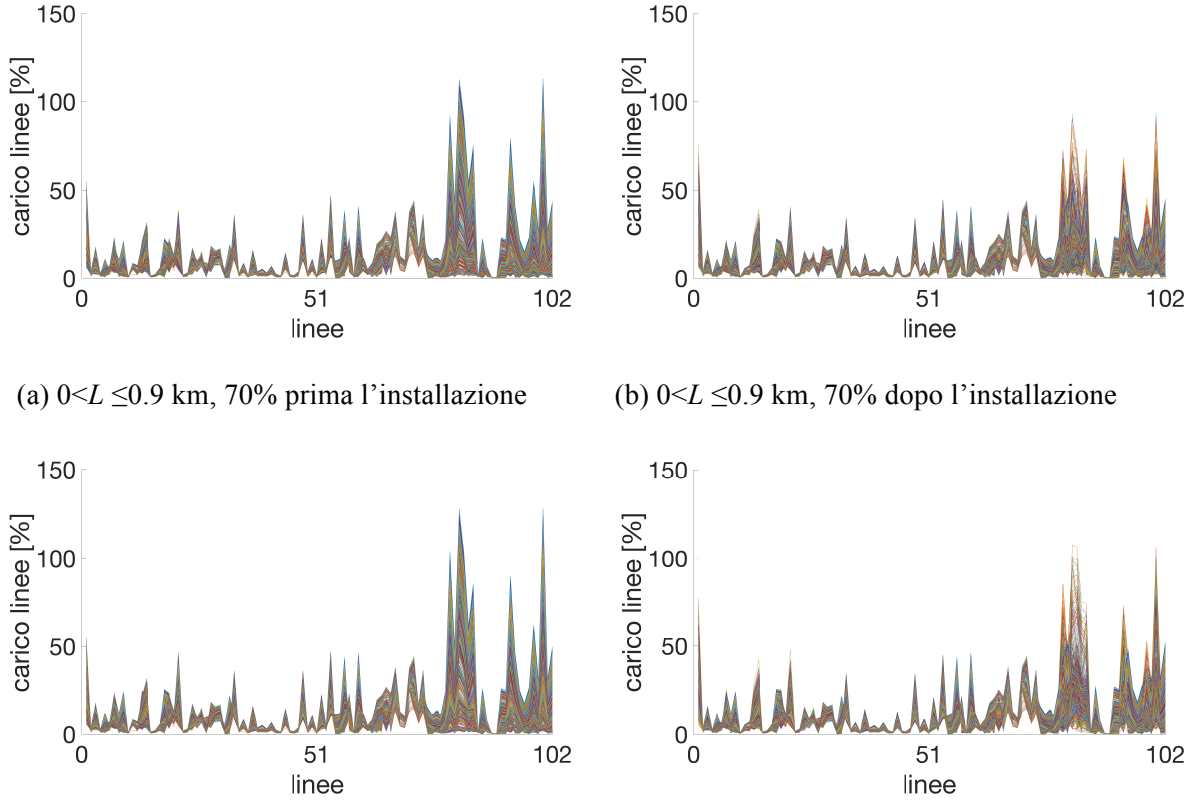


(a) 0<L ≤0.9 km, 50 %

(b) 0<L ≤0.9 km, 80%

Figura 6-1: Esempio di riduzione della funzione obiettivo durante l'ottimizzazione

Il miglioramento delle condizioni della rete può essere visto anche analizzando le caratteristiche elettriche, come la tensione e le correnti. Come mostrato in Tabella 6-6, i casi 0 <*L* ≤0,9 km con il 70% e l'80% di penetrazione di PV sono caratterizzati da sovracorrente: questa condizione è alleviata, o addirittura estinta come mostrato nella Figura 6-2. Ad esempio, nella Figura 6-2d si fa riferimento al caso 0 <L ≤0.9 km 80% di penetrazione, dopo l'installazione degli impianti PtG, esistono ancora alcune sovracorrenti, ma sono molto limitate, come mostrato nella Tabella 6-6, e non influenzano il normale funzionamento della rete.



(a) 0<*L* ≤0.9 km, 70% prima l'installazione

(b) 0<*L* ≤0.9 km, 70% dopo l'installazione

(c) 0<*L* ≤0.9 km, 80% prima l'installazione

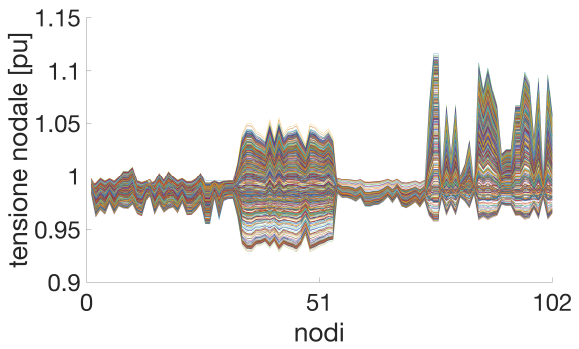
(d) 0<*L* ≤0.9 km, 80% dopo l'installazione

Figura 6-2: Correnti prima e dopo l'installazione del PtG, per la rete #D1, 0<L ≤0.9 km

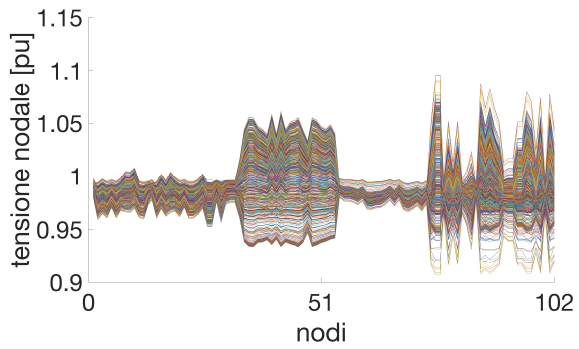
Tabella 6-6: Valore del sovraccarico dopo l'installazione del PtG, rete #D1, 0<L ≤0.9 km, 80% di penetrazione

Lunghezza [km]	**Pent. PV**	**Rami sovraccaricati**	**Ampiezza**	**Persistenza [min]**
0<*L* ≤0.9	80 %	82	7.5%	2
		83	6.5%	3
		100	6.7%	2

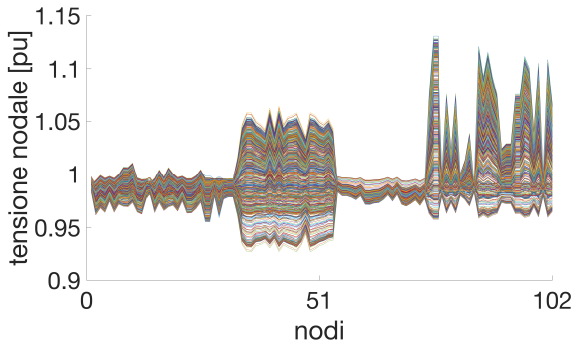
Per i casi 2 <*L* ≤3 km, i problemi di rete da risolvere sono il reverse power flow e le sovratensioni. Come mostrato nella Figura 6-3, l'installazione di PtG consente di migliorare i valori di tensione nodale. Vale la pena notare che per il caso con l'80% di penetrazione c'è ancora una sovratensione residua, la cui ampiezza è comunque molto limitata, persiste per un breve periodo e non influenza il corretto funzionamento della rete (Tabella 6-7)



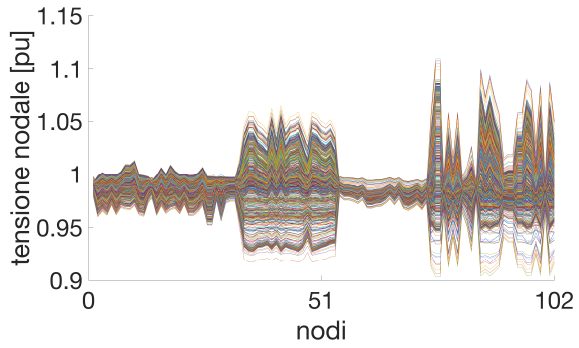
(a) 2<*L* ≤3 km, 70% prima dell'installazione



(b) 2<*L* ≤3 km, 70% dopo l'installazione



(c) 2<*L* ≤3 km, 80% prima dell'installazione



(d) 2<*L* ≤3 km, 80% dopo l'installazione

Figura 6-3: Valori della tensione prima e dopo l'installazione dei PtG, rete #D1, 2<L ≤3 km

Tabella 6-7: Valore della sovratensione dopo l'installazione dei PtG, rete #D1, 0<L ≤0.9 km, 80% di penetratione

Lunghezza [km]	Penet. PV	Nodi	Ampiezza	Persistenza [min]
2<*L* ≤3	80 %	76	10.95%	4
		77	10.95%	4
		96	10.01%	1

Un importante indice di prestazione è il valore delle perdite: la Tabella 6-8 mostra che l'installazione di PtG migliora il valore delle perdite di rete in termini percentuali, perché essendo un carico, il PtG, aiuta la stabilizzazione della rete, assorbendo l'eccesso di RES. Vale la pena notare che, per penetrazioni superiori al 50%, le perdite si riducono anche in termini assoluti (l'installazione di più carichi è vantaggiosa). Per il caso 50%, il carico crescente dovuto a PtG aumenta le perdite in termini assoluti, ma in termini di percentuale le perdite sono ridotte (il carico totale è aumentato).

Tabella 6-8: Valore delle perdite di rete caso#D1, metodo 1

Lunghezza [km]	Penet. PV	Perdite di rete [MWh]		Perdite di rete [%]	
		pre-installazione	post-installazione	pre-installazione	post-installazione
$0<L\leq0.9$	40 %	3.08	3.02	2.17	1.85
	50 %	3.53	3.88	2.70	2.06
	60 %	4.23	3.55	4.08	1.90
	70 %	5.06	3.50	6.41	2.14
	80 %	5.88	3.84	9.88	2.63
$2\leq L\leq3$	40 %	3.06	2.75	2.23	1.74
	50 %	3.71	4.03	2.88	2.03
	60 %	4.88	4.69	4.78	2.69
	70 %	5.99	5.15	7.22	3.42
	80 %	7.31	5.59	11.51	4.27

6.2.1 Produzione di SNG

La produzione (in termini di energia) di SNG, per le diverse penetrazioni fotovoltaiche del caso $0<L\leq0.9$ km, è mostrata nella Figura 6-4: il range di produzione è nell'intervallo 7 MWh e 30 MWh al giorno a luglio. Si può notare come la produzione di SNG nel caso di penetrazione 60% e 70% sia molto simile: questo è dovuto al diverso posizionamento dei PtG lungo la rete.

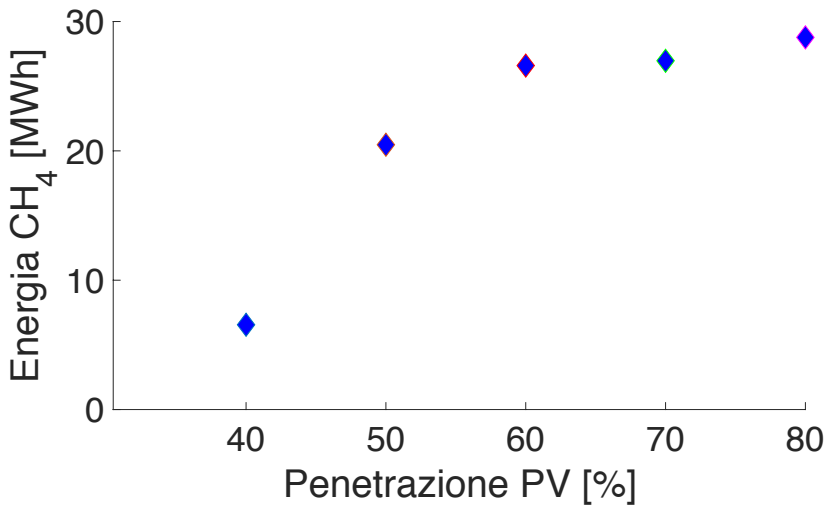


Figura 6-4: produzione di SNG, rete #D1, caso $0<L\leq0.9$ km

Per il caso $2\leq L\leq3$ km, la produzione di SNG è mostrata nella Figura 6-5: la produzione di SNG è abbastanza simile al caso precedente, ma con una produzione leggermente inferiore. Ancora una volta, ciò può essere spiegato dalla posizione relativa tra impianti PtG e impianti fotovoltaici, che nel caso $2\leq L\leq3$ km sono più concentrati in alcune parti della rete. Si nota, inoltre, che il caso al 40% di penetrazione fotovoltaica, ha un valore nettamente inferiore di produzione di SNG rispetto agli altri valori di penetrazione, questo perché i problemi di rete sono ridotti, ed è stato usato quindi solamente un impianto PtG.

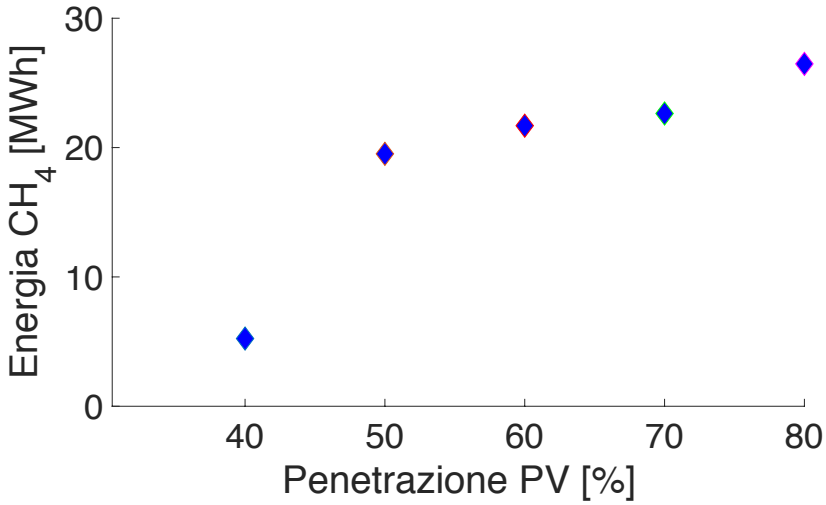
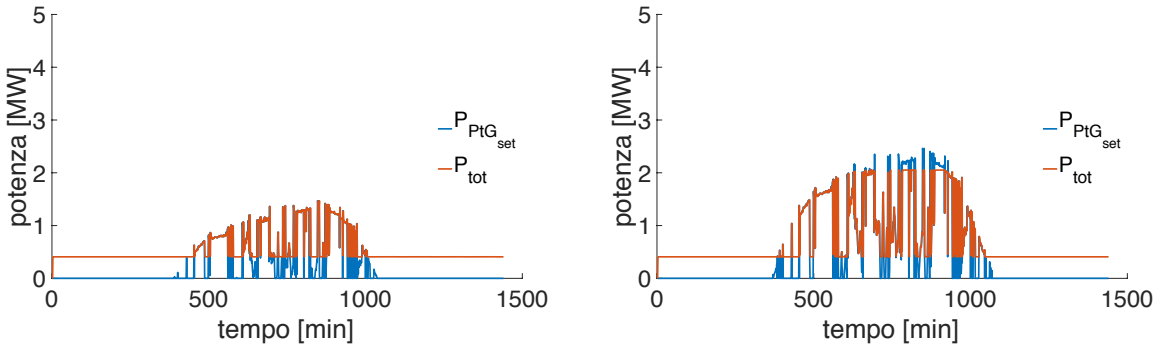


Figura 6-5: produzione SNG, rete #D1, caso $2 \leq L \leq 3$ km

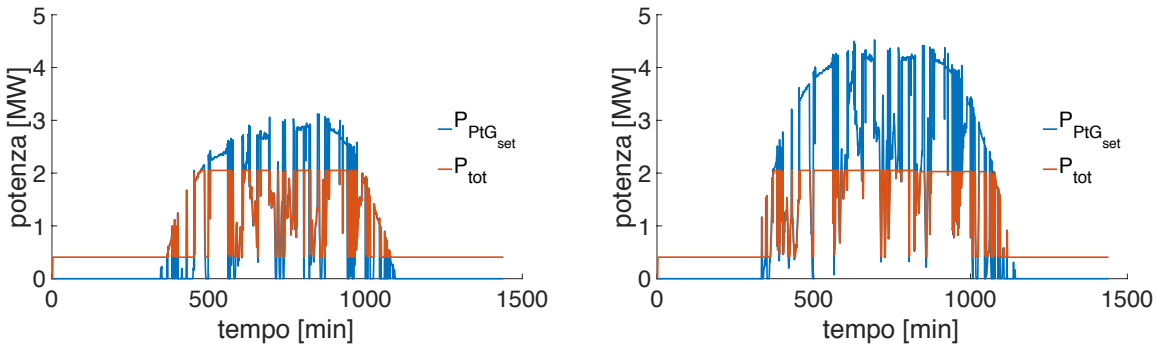
6.2.2 Valutazione del fattore di carico degli impianti PtG installati

È anche necessario analizzare il funzionamento degli impianti PtG: per farlo, è stato scelto di rappresentare il set-point (ovvero l'input di potenza) e la potenza effettiva a cui si è portato l'impianto con quel certo input. In Figura 6-6 e Figura 6-7 sono riportati gli andamenti delle due grandezze degli impianti con fattore di carico inferiore (quindi gli impianti che producono meno in relazione alla loro taglia), rispettivamente per il caso $0 < L \leq 0.9$ km e $2 \leq L \leq 3$ km. Per tutti gli andamenti è evidente la forma a "campana" dovuta alla produzione di PV.



a) Caso 50%, nodo 21

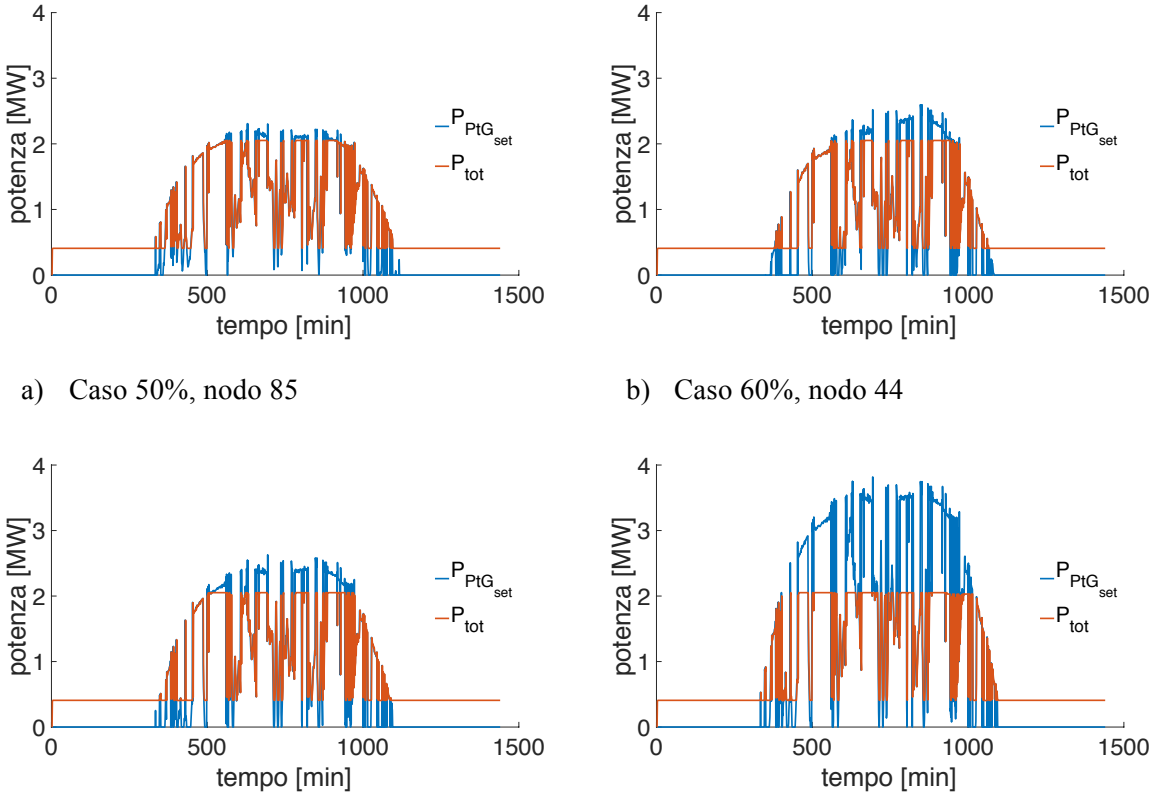
b) Caso 60%, nodo 93



c) Caso 70%, nodo 13

d) Caso 80%, nodo 21

Figura 6-6: Set point e punto di lavoro degli impianti PtG meno produttivi, rete #D1, caso $0 < L \leq 0.9$ km



a) Caso 50%, nodo 85

b) Caso 60%, nodo 44

c) Caso 70%, nodo 21

d) Caso 80%, nodo 48

Figura 6-7: Set point e punto di lavoro degli impianti PtG meno produttivi, rete #D1, caso $2 \leq L \leq 3$ km

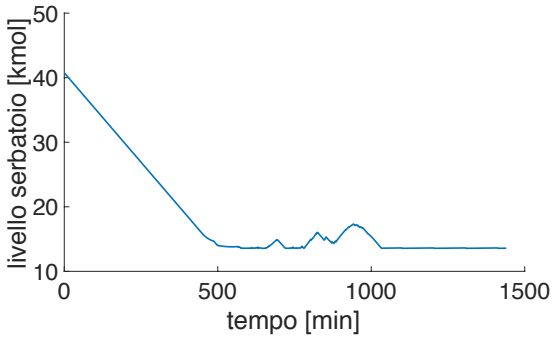
Per completezza sono riportati in Tabella 6-9 anche i valori di fattori di carico per gli impianti con fattore di carico minimo e massimo per ogni configurazione descritta. Si nota che gli impianti vengono utilizzati con fattori di carico molto buoni, questo indica un corretto dimensionamento e posizionamento degli impianti.

Tabella 6-9: Valori del fattore di carico per l'impianto meno utilizzato e quello più utilizzato per ogni valore di penetrazione, caso #D1, metodo 1

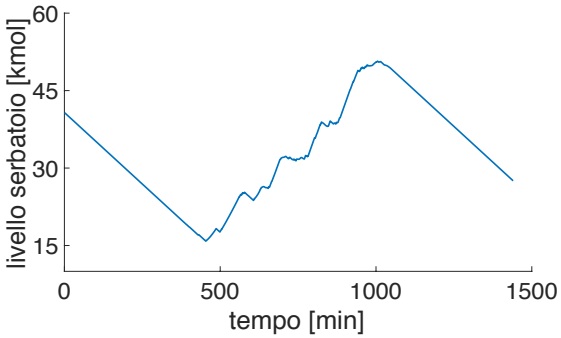
Lunghezza [km]	Penet. PV	Nodo Min Fattore di Carico	Fattore di Carico [%]	Nodo Max Fattore di Carico	Fattore di Carico [%]
$0<L\leq0.9$	40 %	82	70.37	-	-
	50 %	21	68.89	27	81.66
	60 %	93	80.41	100	88.04
	70 %	13	55.07	85	86.59
	80 %	21	64.71	83	87.49
$2 \leq L \leq 3$	40 %	87	68.67	-	-
	50 %	85	62.98	81	79.23
	60 %	44	63.38	100	79.69
	70 %	21	58.13	97	87.97
	80 %	48	73.31	97	89.68

6.2.3 Valutazione del livello di H_2 stoccato nel serbatoio

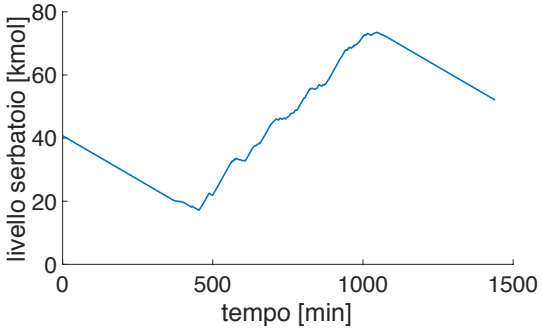
Data una certa potenza assorbita dall'elettrolizzatore, viene prodotta una certa quantità di idrogeno, stoccato in un serbatoio in attesa di reagire con anidride carbonica per produrre SNG attraverso la metanazione come descritto nel Capitolo 3.
Il riempimento o svuotamento del serbatoio di H_2 durante il giorno è mostrato nella Figura 6-8 per il caso $0 < L \leq 0{,}9$ km e nella Figura 6-9 per il caso $2 \leq L \leq 3$ km. L'ipotesi sulle dimensioni del serbatoio sono quelle specificate nell'Appendice A.



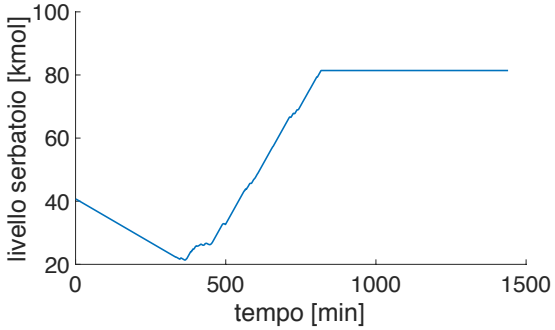
a) Caso 50%, nodo 21



b) Caso 60%, nodo 93

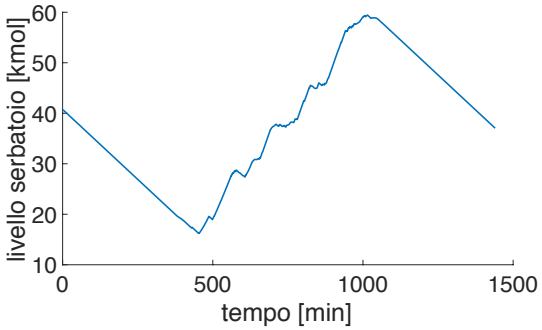


c) Caso 70%, nodo 13

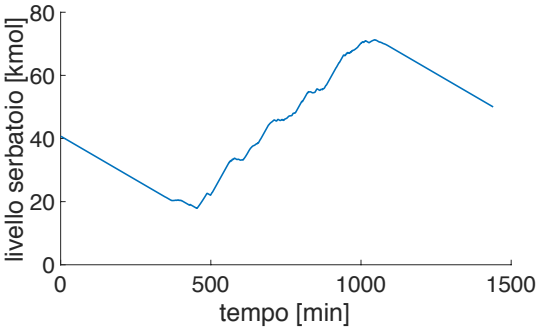


d) Caso 80%, nodo 21

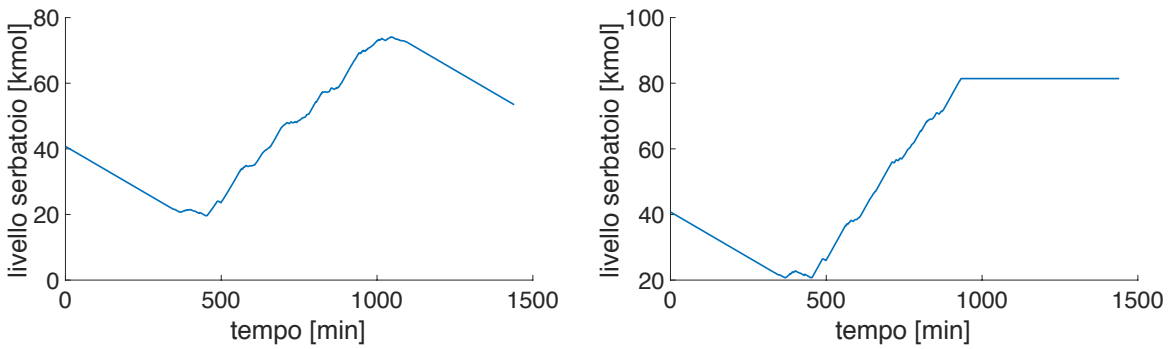
Figura 6-8: riempimento del serbatoio lungo la giornata del PtG meno produttivo, rete #D1, caso 0<L ≤0.9 km



a) Caso 50%, nodo 85



b) Caso 60%, nodo 44



c) Caso 70%, nodo 21

d) Caso 80%, nodo 48

Figura 6-9: riempimento del serbatoio lungo la giornata del PtG meno produttivo, rete #D1, caso 2≤ L ≤3 km

Per valutare il bilancio energetico di rete si è deciso di rappresentare in Figura 6-10 e Figura 6-11 i diagrammi di Sankey dei due casi $0<L\leq0.9$ km e $2\leq L\leq3$. Nelle due figure è possibile notare come vi siano due generazioni, una è l'energia che deriva dalla rete AT e l'altra è l'energia che deriva dagli impianti fotovoltaici installati nella rete. Si può notare come all'aumentare della penetrazione di PV, diminuisca la quota parte di energia prelevata dalla rete AT. Tutta questa energia viene spartita tra i carichi passivi tradizionali (che ovviamente si mantiene costante in tutte le configurazioni), i PtG e le perdite di rete. Va detto però, che le perdite percentuali riportate in Tabella 6-8 sono calcolate rispetto all' energia netta che deriva dalla rete AT e non sull'energia totale di rete.

In fine l'energia assorbita dai PtG si suddivide in energia di SNG prodotto, in perdite di impianto dovute alle reazioni chimiche e fenomeni termodinamici, perdite dei dispositivi ausiliari (pompe, compressori ecc…) e, molto importante per il calcolo del rendimento del dispositivo, anche in energia di idrogeno contenuto nel serbatoio a fine giornata. Bisogna tener conto dell'energia contenuta nel serbatoio di idrogeno, poiché può succedere che a fine giornata (come in questi casi in figura) si abbia accumulato energia nel serbatoio, ma che di fatto non è stata utilizzata per la produzione di SNG.

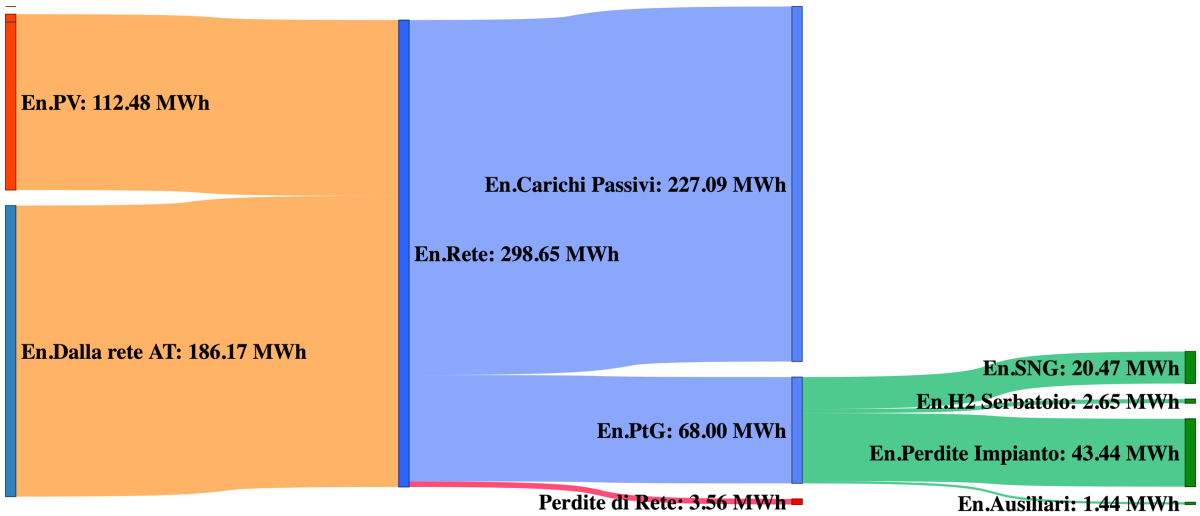


Figura 6-10: Diagramma di Sankey per la rete #D1 nel caso 0<L ≤0.9 km con livello di penetrazione 50%

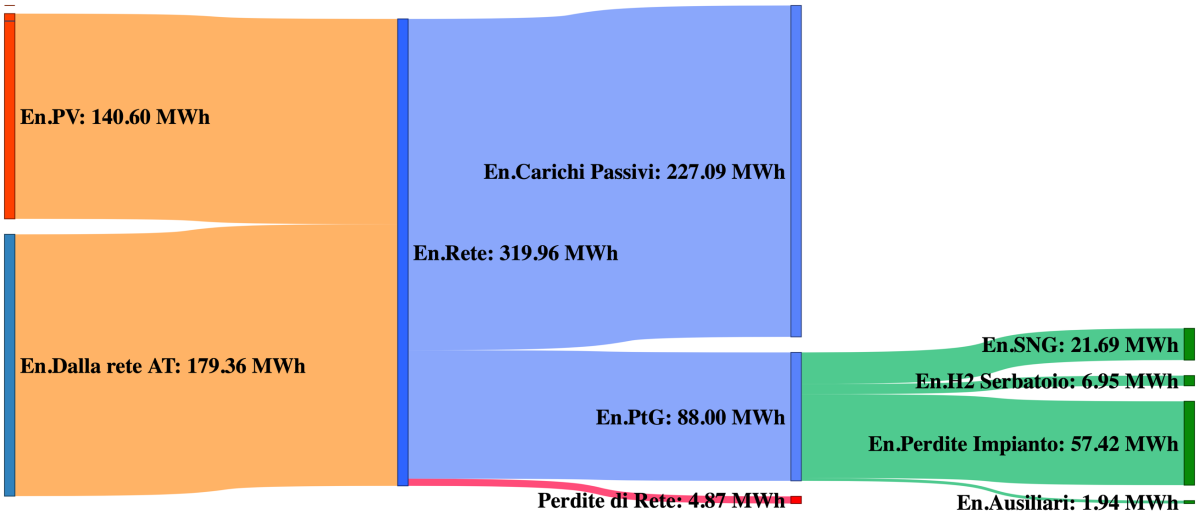


Figura 6-11: Diagramma di Sankey per la rete #D1 nel caso 2≤ L ≤3 km con livello di penetrazione 60%

6.2.4 Valutazione dell'operatività degli impianti negli altri mesi considerati

Come accennato in precedenza, il metodo di ottimizzazione è stato gestito considerando la condizione di irraggiamento di luglio, quando la produzione di energia da solare è massima. Pertanto, è necessario verificare che le condizioni di ubicazione e dimensionamento prescelte non influenzino negativamente il funzionamento della rete in altre condizioni di minore irraggiamento.
I risultati (rappresentati in termini di perdite) sono riassunti nella Tabella 6-10 (per gennaio), nella Tabella 6-11 (per aprile) e nella Tabella 6-12 (per ottobre). Anche in questi casi, l'installazione di un nuovo carico controllabile (cioè, il PtG) è vantaggiosa per le perdite in termini percentuali.

Tabella 6-10: Valori delle perdite di rete caso #D1, metodo 1, mese di gennaio

Lunghezza [km]	**Penet. PV**	**Perdite di rete [MWh]**		**Perdite di rete [%]**	
		pre-installazione	**post-installazione**	**pre-installazione**	**post - installazione**
$0<L\leq0.9$	40 %	3.43	3.30	1.93	1.67
	50 %	3.59	4.06	2.20	1.90
	60 %	3.95	3.81	2.45	1.73
	70 %	4.44	3.78	3.00	1.81
	80 %	4.87	4.08	3.56	2.05
$2\leq L\leq3$	40 %	3.27	3.28	1.84	1.70
	50 %	3.72	4.15	2.11	1.82
	60 %	4.32	4.58	2.69	2.15
	70 %	4.90	4.67	3.26	2.35
	80 %	5.59	5.01	4.02	2.68

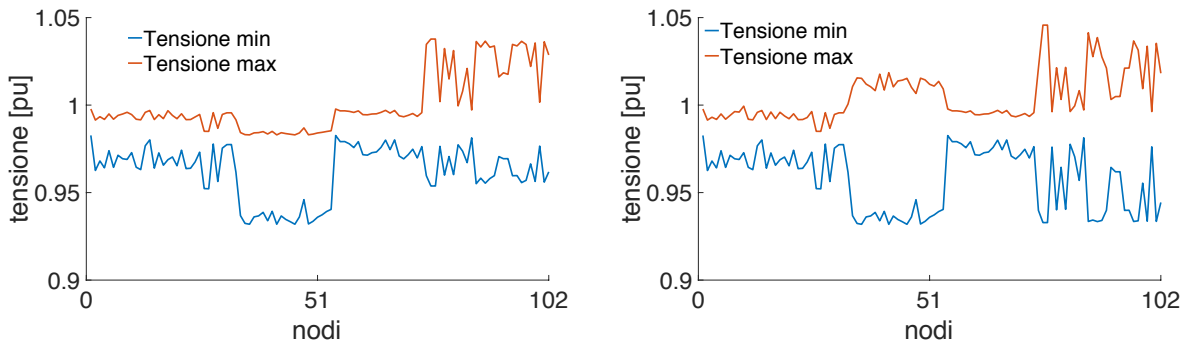
Tabella 6-11: Valori delle perdite di rete caso #D1, metodo 1, mese di aprile

Lunghezza [km]	Penet. PV	Perdite di rete [MWh]		Perdite di rete [%]	
		pre-installazione	post-installazione	pre-installazione	post installazione
$0<L\leq0.9$	40 %	3.33	3.12	2.32	1.84
	50 %	3.63	3.98	2.64	2.06
	60 %	4.32	3.57	3.83	1.87
	70 %	5.13	3.56	5.70	2.09
	80 %	5.93	3.85	8.26	2.50
$2\leq L\leq3$	40 %	3.22	2.90	2.25	1.77
	50 %	3.85	4.16	2.83	2.03
	60 %	5.00	4.78	4.47	2.63
	70 %	6.07	5.22	6.48	3.29
	80 %	7.35	5.63	9.75	4.05

Tabella 6-12: Valori delle perdite di rete caso #D1, metodo 1, mese di ottobre

Lunghezza [km]	Penet. PV	Perdite di rete [MWh]		Perdite di rete [%]	
		pre-installazione	post-installazione	pre-installazione	post installazione
$0<L\leq0.9$	40 %	3.38	3.23	2.04	1.72
	50 %	3.59	4.06	2.20	1.90
	60 %	4.06	3.73	2.80	1.77
	70 %	4.65	3.70	3.63	1.89
	80 %	5.20	4.01	4.53	2.18
$2\leq L\leq3$	40 %	3.24	3.15	1.95	1.72
	50 %	3.75	4.17	2.31	1.89
	60 %	4.53	4.66	3.13	2.29
	70 %	5.26	4.84	4.01	2.61
	80 %	6.14	5.20	5.22	3.04

Vale la pena notare che, in termini di correnti e tensioni, la presenza di PtG non influisce sul corretto funzionamento della rete: ad esempio, per i casi con il 40% di penetrazione, un possibile rischio è la presenza di tensioni troppo basse a causa della presenza di un carico aggiuntivo. Tuttavia, per entrambi i casi (vale a dire $0<L\leq0.9$ km e $2\leq L\leq3$ km) le tensioni rientrano nei normali limiti 0.9-1.1 per tutti i mesi (come mostrato solo per gennaio, che è il caso più critico, in Figura 6-12).



(a) 0<*L* ≤0.9 km, 40% Gennaio (b) 2<*L* ≤3 km, 40% Gennaio

Figura 6-12: Tensione massima e minima assoluta in gennaio, rete #D1

Il valore del flusso di energia inversa (in termini energetici) prima e dopo l'installazione di PtG è mostrato nella Tabella 6-13, Tabella 6-14 e Tabella 6-15 (rispettivamente per gennaio, aprile e ottobre). Anche in questi casi, la presenza di PtG aiuta a ridurre la presenza del reverse power flow, eliminandone quasi l'intero contributo.

In tutti i casi, la presenza di PtG non sovraccarica la rete e quindi i vincoli delle correnti sono sempre verificati.

Tabella 6-13: Comparazione dei risultati prima e dopo installazione degli impianti PtG, energia del reverse power flow, caso #D1, metodo 1, mese di gennaio

Lunghezza [km]	Penet. PV	Rev. PF pre [MWh]	Rev. PF post [MWh]	Riduzione [%]
0<L ≤0.9	40 %	0.27	0.015	-94.51
	50 %	3.18	0.012	-99.64
	60 %	11.19	0.105	-99.07
	70 %	20.71	0.51	-97.51
	80 %	29.16	3.31	-88.64
2 ≤ L ≤ 3	40%	0.25	0.016	-93.67
	50 %	2.30	0.08	-96.70
	60 %	10.66	0.410	-96.15
	70 %	18.39	0.94	-94.90
	80 %	26.56	6.34	-76.13

Tabella 6-14: Comparazione dei risultati prima e dopo installazione degli impianti PtG, energia del reverse power flow, caso #D1, metodo 1, mese di aprile

Lunghezza [km]	Penet. PV	Rev. PF pre [MWh]	Rev. PF post [MWh]	Riduzione [%]
0<L ≤0.9	40 %	1.67	0.062	-96.28
	50 %	5.68	0.095	-98.33
	60 %	20.87	0.27	-98.69
	70 %	37.23	1.51	-95.94
	80 %	51.73	8.54	-83.50
2 ≤ L ≤ 3	40 %	1.58	0.076	-95.17
	50 %	5.26	0.14	-97.41

60 %	19.59	0.61	-96.95
70 %	32.26	3.35	-89.93
80 %	46.28	13.77	-70.87

Tabella 6-15: Comparazione dei risultati prima e dopo installazione degli impianti PtG, energia del reverse power flow, caso #D1, metodo 1, mese di ottobre

Lunghezza [km]	Penet. PV	Rev. PF pre [MWh]	Rev. PF post [MWh]	Riduzione [%]
0<L ≤0.9	40 %	0.50	0	-100
	50 %	3.18	0.012	-99.64
	60 %	13.81	0.14	-98.96
	70 %	25.24	0.71	-97.18
	80 %	35.73	4.76	-86.67
2 ≤ L ≤ 3	40 %	0.45	0	-100
	50 %	2.91	0.018	-99.39
	60 %	13.23	0.31	-97.67
	70 %	22.41	1.44	-93.56
	80 %	32.43	8.37	-74.20

6.3 Rete #D1, Metodo 2

Il secondo metodo utilizzato per il posizionamento degli impianti fotovoltaici nella rete # D1 si basa sul metodo di allocazione delle perdite: in particolare, sono stati utilizzati due diversi approcci, detti 2a e 2b. Come mostrato nella Tabella 6-16, il metodo 2b consente di avere una generazione di PV più distribuita, su tutta la rete, mentre il metodo 2a, può concentrare solo in un feeder l'intera generazione di PV. L'uso di questa metodologia mira a non basare il posizionamento di PV in base a considerazioni topologiche, ma sulla base si un peggioramento delle prestazioni di rete (si veda [11] per maggiori dettagli).

Tabella 6-16: Distribuzione del PV nei differenti feeder della rete #D1, metodi 2a and 2b

Metodo di posizionamento PV	Feeder	Potenza installata PV [MW]				
		40%	50%	60%	70%	80%
Method 2a	F1	14.62	16.53	20.67	23.62	26.57
	F2	0	0	0	0	0
	F3	0	0	0	0	0
	F4	0	0	0	0	0
	F5	0	0	0	0	0
	F6	0	0	0	0	0
	F7	0	0	0	0	0
Method 2b	F1	5.25	6.33	6.33	7.63	7.63
	F2	3.45	2.11	2.11	2.26	2.66
	F3	5.56	7.65	8.05	8.20	8.20

F4	0	0.15	0.15	0.20	0.20
F5	0	0	0	0	5.55
F6	0	0	0	1.30	1.95
F7	0	1.95	5.15	5.80	5.80

I risultati sono riassunti nella Tabella 6-17: essi mostrano che, anche in questi due casi, l'uso combinato di PtG è in grado di ridurre i problemi causati dall'elevata penetrazione di RES nella rete di distribuzione in esame. Vale la pena notare che il metodo 2a, come spiegato in precedenza, crea forti problemi nella rete, mescolando tutti e tre i problemi principali precedentemente citati, mentre il metodo 2b consente di isolare un solo problema (cioè il reverse power flow).

Tabella 6-17: Comparazione dei risultati pre e post installazione del PtG, rete #D1, metodi 2a e 2b

Metodo posizionam. PV	Penet. PV	Rev. PF pre	Rev. PF post	Sovraccor. pre	Sovraccor. post	Sovratens. pre	Sovratens. post
Method 2a	40%	140	2	245	0	-	-
	50 %	201	4	653	5	-	-
	60 %	360	40	1472	57	-	-
	70 %	419	181	1885	269	18	0
	80%	482	261	2493	1186	518	0
Method 2b	40%	142	3	-	-	-	-
	50 %	256	15	-	-	-	-
	60 %	352	29	-	-	-	-
	70 %	429	147	-	-	-	-
	80 %	503	266	-	-	-	-

Il sovraccarico delle linee, benché quasi eliminato, permane dopo l'installazione dei PtG, con il 50% ed il 60% di penetrazione del metodo 2a (Tabella 6-18). Il sovraccarico rimanente non è importante per il caso del 50%, soprattutto in termini di persistenza del tempo mentre per il caso il 60%, anche se l'installazione di PtG è vantaggiosa, non è risolutiva: è importante sottolineare il caso 60% del metodo 2a, fin dal principio ha presentato dei vincoli non rispettati e quanto riportato deve far notare semplicemente come il PtG riesca, con il suo contributo, a migliorare l'esercizio della rete all'aumentare della capacità di fotovoltaico installata.

Tabella 6-18: Ampiezza del sovraccarico dopo l'installazione del PtG, rete #D1, metodo 2a, 50% e 60% di penetrazione PV

Penet. PV	#Rami sovraccaricati	Sovraccarico Max	Rami max sovraccarico	Persistenza max [min]
50 %	2	28%	21	5
60 %	4	59 %	21	57

Le dimensioni degli impianti (corrispondente alle soluzioni riportate nella Tabella 6-17) sono mostrate nella Tabella 6-19. Per completezza, la Tabella 6-20 mostra il valore dell'energia immessa nella rete AT prima e dopo dell'installazione degli impianti PtG. Dall'ultima tabella, è

evidente che, anche in questo caso, si raggiungono le migliori prestazioni del PtG in caso di concentrazione di RES in un solo feeder; d'altra parte, è possibile vedere che anche con una generazione di RES più distribuita, l'uso di PtG (installato in relativamente pochi nodi) consente di ridurre l'impatto dell'eccesso di produzione di RES, confermando i risultati ottenuti prima col fotovoltaico installato col metodo 1.

Tabella 6-19: Dimensione e posizione degli impianti PtG della rete #D1, metodi 2a e 2b

Metodo posizionamento PV	Penet. PV	Taglia Impianto 1	Taglia Impianto 2	Taglia Impianto 3	Taglia Impianto 4	Nodi di installazione
Method 2a	40 %	2	-	-	-	21
	50 %	2	1	2	-	7, 21, 24
	60 %	2	1	2	2	4, 5, 20, 8
	70 %	1.5	2	2	1.5	10, 20, 24, 8
	80 %	2	1	2	2	7, 3, 20, 14
Method 2b	40 %	2	2	-	-	48, 33
	50 %	2	2	1.5	2	33, 21, 48, 8
	60 %	2	2	2	2	85, 80, 33, 98
	70 %	2	2	2	2	13, 85, 80, 33
	80 %	2	2	2	2	33, 13, 85, 80

Tabella 6-20: Comparazione dei risultati pre e post installazione del PtG, metodi 2a e 2b, Energia del reverse power flow

Metodo posizionamento PV	Penet. PV	Rev. PF pre [MWh]	Rev. PF post [MWh]	Riduzione [%]
Method 2a	40 %	1.01	0	-100
	50 %	5.20	0.006	-99.87
	60 %	19.72	0.58	-97.05
	70 %	32.73	3.89	-88.09
	80 %	46.24	9.72	-78.96
Method 2b	40 %	0.86	0.017	-97.92
	50 %	3.76	0.03	-98.98
	60 %	22.37	0.69	-96.92
	70 %	36.21	1.63	-95.49
	80 %	53.82	9.78	-81.82

I valori delle perdite sono riportati nella Tabella 6-21: vale la pena notare che, rispetto ai valori riportati in Tabella 6-12, i valori delle perdite con il metodo 2a sono superiori a quelli ottenuti considerando solo le caratteristiche topologiche nell' installazione fotovoltaica. Per quanto riguarda i casi indicati in Tabella 6-21, l'installazione di un carico maggiore che assorbe l'eccesso di DER è vantaggiosa anche con una penetrazione pari al 50% per quanto riguarda le perdite assolute di rete, mentre nel metodo 1 si notava un aumento di quest'ultime.

Tabella 6-21: Valore delle perdite di rete pre e post installazione PtG, metodi 2a e 2b

Metodo posizionamento PV	Penet. PV	Perdite di rete [MWh]		Perdite di rete [%]	
		pre-installazione	post-installazione	pre-installazione	post-installazione
Method 2a	40%	5.06	4.63	3.75	2.86
	50 %	6.29	4.61	4.96	2.54
	60 %	8.38	4.79	8.28	2.84
	70 %	10.15	5.73	12.50	3.68
	80 %	12.17	7.60	19.87	5.12
Method 2b	40%	3.38	3.21	2.48	1.78
	50 %	3.49	3.22	2.77	1.70
	60 %	4.11	4.09	3.84	2.21
	70 %	4.36	3.77	5.37	2.39
	80 %	4.31	3.68	7.37	2.73

6.3.1 Produzione di SNG e valutazione del fattore di carico degli impianti PtG installati

La produzione (in termini di energia) di SNG, per le diverse penetrazioni fotovoltaiche del caso metodo 2a, è mostrata nella Figura 6-13: la produzione è compresa nell'intervallo di 20 MWh e 30 MWh al giorno a luglio. È evidente che una maggiore concentrazione di PV consente una maggiore produzione di SNG, poiché tutti gli impianti PtG sono installati nello stesso feeder.

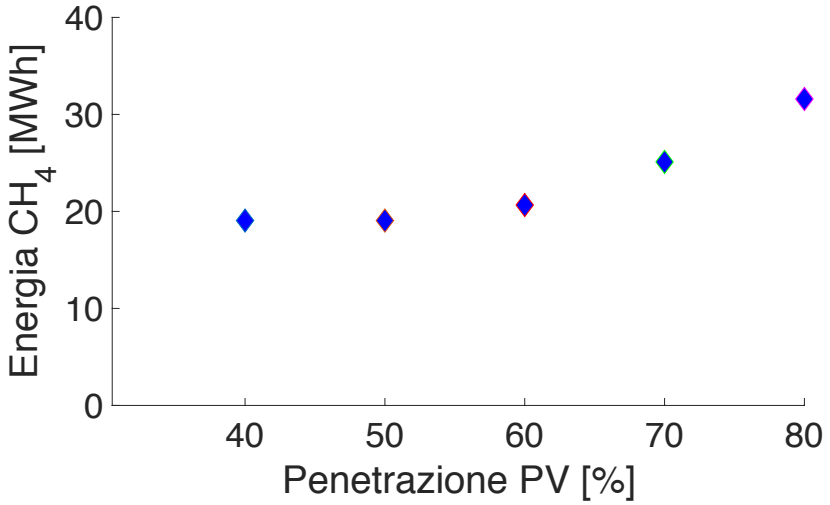


Figura 6-13: Produzione di SNG, rete #D1, metodo 2a

Come nel caso precedente è riportato, in Figura 6-14, l'andamento del set-point in ingresso all' impianto e l'effettivo punto di lavoro (P_{tot}). Si è scelto di rappresentare solamente il PtG con fattore di carico più basso di questa configurazione.

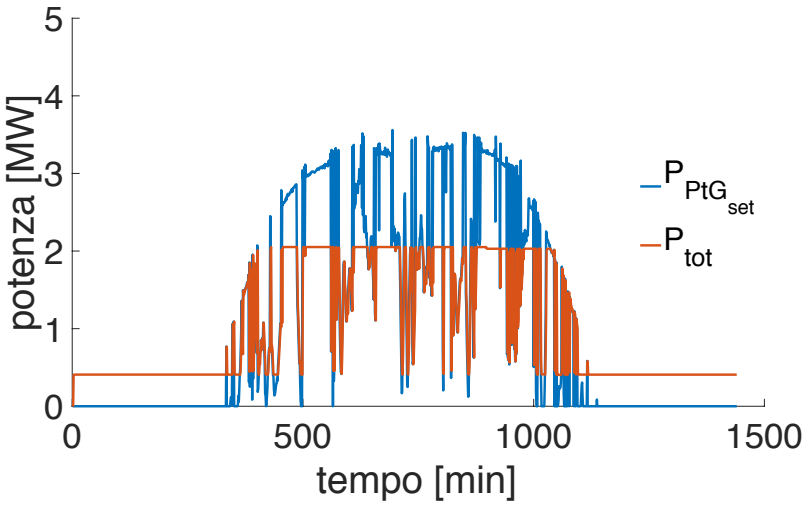


Figura 6-14: set point e punto di lavoro dell'impianto PtG meno produttivo della rete #D1 penetrazione 50%, metodo 2a

Per il metodo 2b, la produzione di SNG è mostrata nella Figura 6-15: la produzione di SNG sembra arrivare ad un asintoto, che rappresenta il valore massimo prodotto, il range di produzione rientra nel intervallo 10-20 MWh. Questo dipende dal fatto che tutti gli impianti PtG lavorano la maggior parte del tempo alla potenza nominale (o vicino ad esso) quando la penetrazione raggiunge il 70% e 80%.
In Figura 6-16, è mostrato il set point e l'effettiva potenza assorbita dal PtG per l'impianto meno produttivo (con "fattore di carico" minore).

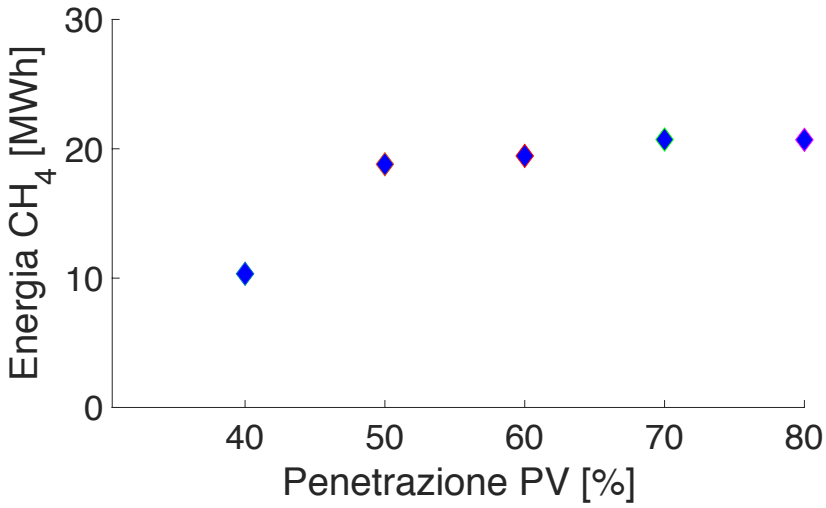


Figura 6-15: produzione di SNG, rete #D1, metodo 2b

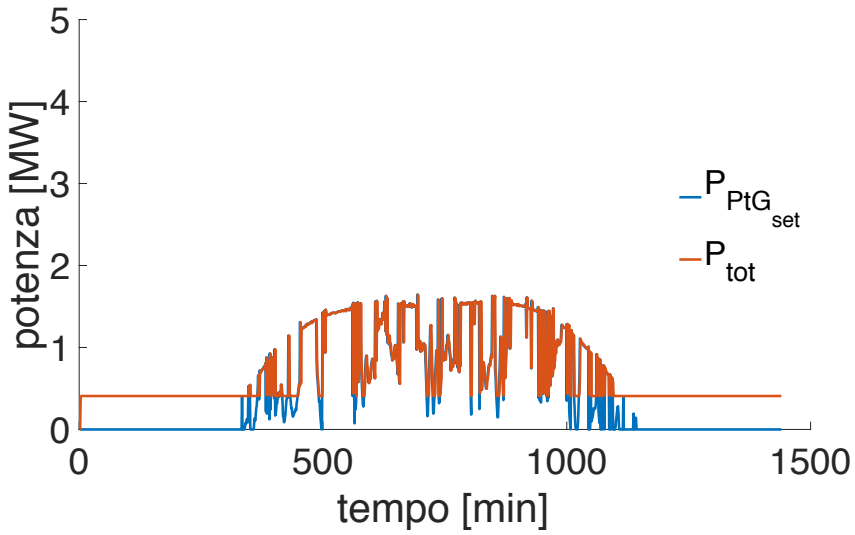


Figura 6-16: set point e punto di lavoro dell'impianto PtG meno produttivo della rete #D1 penetrazione 50%, metodo 2b.

Per completezza sono riportati in Tabella 6-22 anche i valori di fattori di carico per gli impianti con fattore di carico minimo e massimo per ogni configurazione descritta. Si nota che gli impianti vengono utilizzati con fattori di carico molto buoni, questo indica un corretto dimensionamento e posizionamento degli impianti.

Tabella 6-22: Valori del fattore di carico per l'impianto meno utilizzato e quello più utilizzato per ogni valore di penetrazione, caso #D1, metodo 2

Metodo di posizionamento PV	Penet. PV	Nodo Min Fattore di Carico	Fattore di Carico [%]	Nodo Max Fattore di Carico	Fattore di Carico [%]
Method 2a	40 %	21	85.63	-	-
	50 %	24	74.65	21	92.67
	60 %	4	58.56	20	83.47
	70 %	10	55.27	20	85.37
	80 %	20	87.39	14	94.14
Method 2b	40 %	48	62.77	33	75.31
	50 %	8	47.70	33	75.80
	60 %	98	63.55	85	77.57
	70 %	80	63.38	33	78.18
	80 %	80	67.35	33	79.15

Per valutare il bilancio energetico di rete si è deciso di rappresentare in Figura 6-17 e Figura 6-18 i diagrammi di Sankey dei metodi 2a e 2b. Nelle due figure è possibile notare come vi siano due generazioni, una è l'energia che deriva dalla rete AT e l'altra è l'energia che deriva dagli impianti fotovoltaici installati nella rete. Si può notare come all'aumentare della penetrazione di PV, diminuisca la quota parte di energia prelevata dalla rete AT. Tutta questa energia viene spartita tra i carichi passivi tradizionali (che ovviamente si mantiene costante in tutte le configurazioni), i PtG e le perdite di rete. Va detto però, che le perdite percentuali

riportate in Tabella 6-21 sono calcolate rispetto all' energia netta che deriva dalla rete AT e non sull'energia totale di rete.
In fine l'energia assorbita dai PtG si suddivide in energia di SNG prodotto, in perdite di impianto dovute alle reazioni chimiche e fenomeni termodinamici, perdite dei dispositivi ausiliari (pompe, compressori ecc…) e, molto importante per il calcolo del rendimento del dispositivo, anche in energia di idrogeno contenuto nel serbatoio a fine giornata. Bisogna tener conto dell'energia contenuta nel serbatoio di idrogeno, poiché può succedere che a fine giornata (come in questi casi in figura) si abbia accumulato energia nel serbatoio, ma che di fatto non è stata utilizzata per la produzione di SNG.

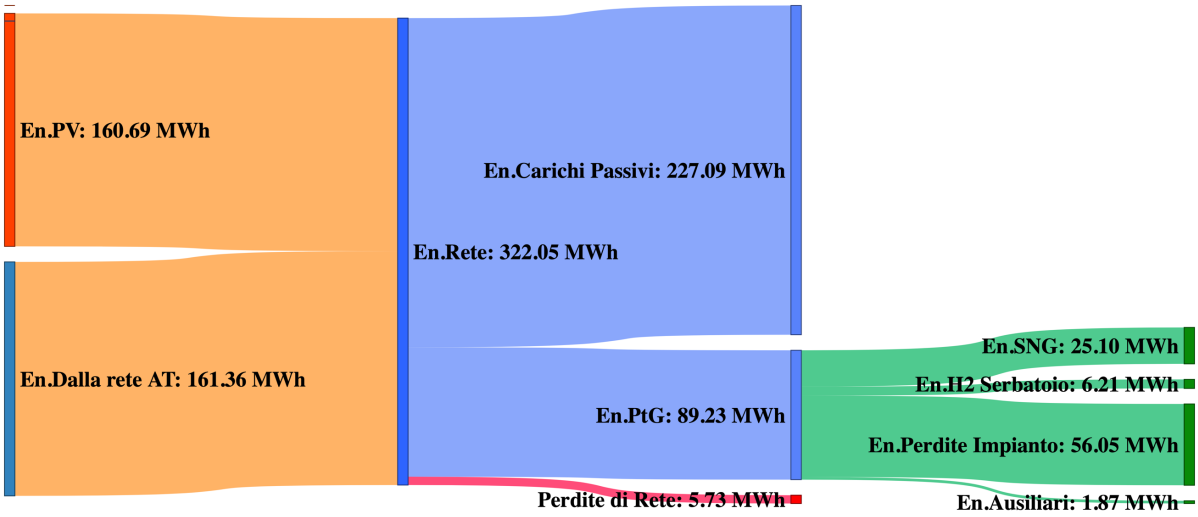


Figura 6-17: Diagramma di Sankey per la rete #D1 nel metodo 2a con livello di penetrazione 70%

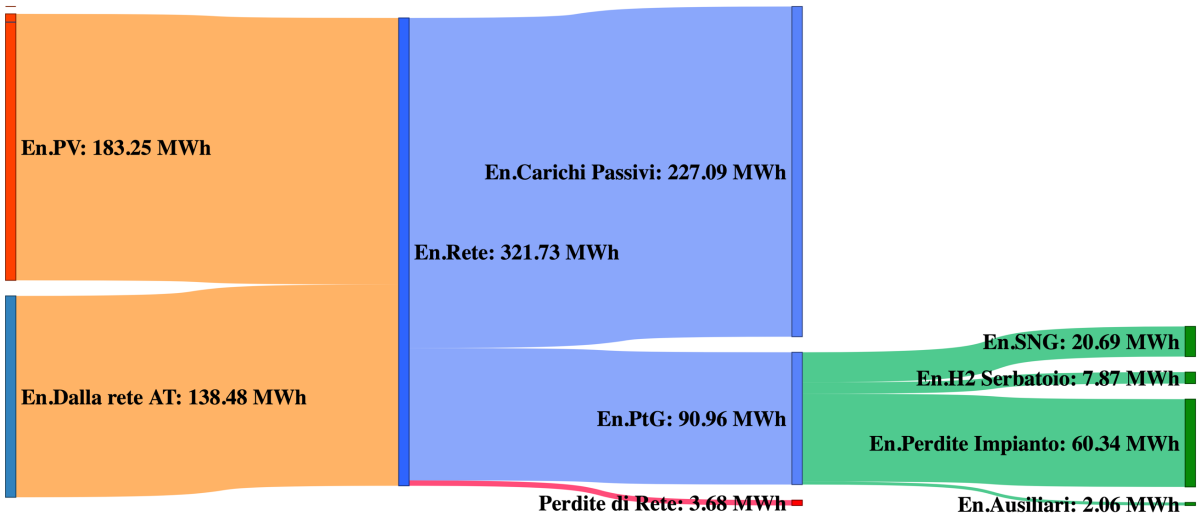


Figura 6-18: Diagramma di Sankey per la rete #D1 nel metodo 2b con livello di penetrazione 80%

6.3.2 Valutazione dell'operatività degli impianti negli altri mesi considerati

Come nel caso precedente vengono riportati i risultati ottenuti anche per gli altri mesi considerati, dove i problemi di rete sono meno rilevanti e dove un'installazione maggiore di carico potrebbe provocare aumento delle perdite e problemi di tensione.

In questo caso l'installazione di PtG aumenta le perdite in termini assoluti per tutti gli altri mesi e per ogni penetrazione, come mostrato nella Tabella 6-23, Tabella 6-24 e Tabella 6-25. Dal punto di vista delle perdite percentuali, l'aggiunta di nuovi carichi composti da PtG risulta vantaggiosa, poiché i loro valori si riducono.

Tabella 6-23: Valore delle perdite per la rete #D1 metodi 2a e 2b, mese di gennaio

Metodo posizionamento PV	Penet. PV	Perdite di rete [MWh]		Perdite di rete [%]	
		pre-installazione	post-installazione	pre-installazione	post installazione
Method 2a	40 %	4.38	4.17	2.47	2.14
	50 %	5.14	5.40	2.92	2.41
	60 %	6.22	4.64	3.88	2.22
	70 %	7.16	5.06	4.80	2.51
	80 %	8.23	5.93	5.97	2.97
Method 2b	40 %	3.51	3.78	1.94	1.80
	50 %	3.64	3.89	2.09	1.75
	60 %	3.93	4.05	2.46	1.90
	70 %	4.08	3.93	2.74	1.91
	80 %	4.05	3.88	2.98	2.01

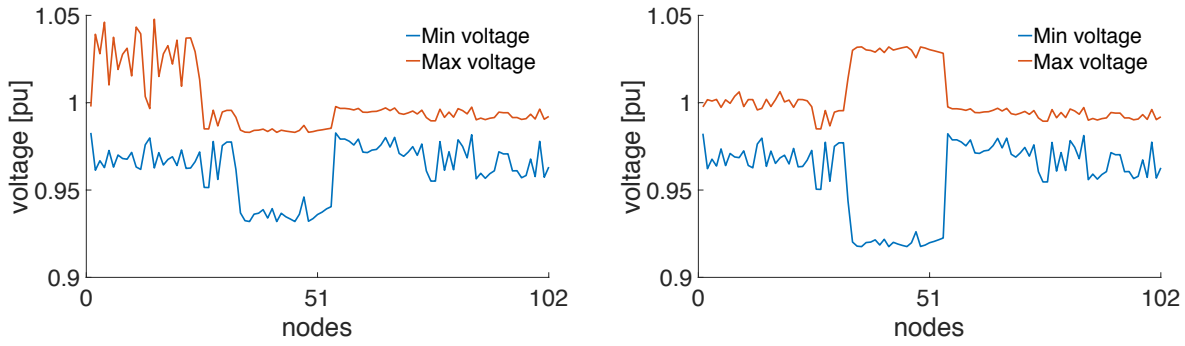
Tabella 6-24: Valore delle perdite per la rete #D1 metodi 2a e 2b, mese di aprile

Metodo posizionamento PV	Penet. PV	Perdite di rete [MWh]		Perdite di rete [%]	
		pre-installazione	post-installazione	pre-installazione	post installazione
Method 2a	40 %	5.09	4.64	3.55	2.78
	50 %	6.30	5.90	4.62	3.04
	60 %	8.26	4.72	7.49	2.69
	70 %	9.96	5.62	10.86	3.48
	80 %	11.89	7.48	16.27	4.87
Method 2b	40 %	3.58	3.34	2.43	1.79
	50 %	3.74	3.88	2.26	1.77
	60 %	4.28	3.99	3.89	2.19
	70 %	4.53	3.92	4.92	2.34
	80 %	4.49	3.34	6.34	2.62

Tabella 6-25: Valore delle perdite per la rete #D1 metodi 2a e 2b, mese di ottobre

Metodo posizionamento PV	Penet. PV	Perdite di rete [MWh]		Perdite di rete [%]	
		pre-installazione	post-installazione	pre-installazione	post installazione
Method 2a	40 %	4.60	4.31	2.77	2.32
	50 %	5.51	5.54	3.38	2.60
	60 %	6.88	4.67	4.79	2.36
	70 %	8.06	5.21	6.21	2.77
	80 %	9.41	6.39	8.12	3.48
Method 2b	40 %	3.52	3.65	2.08	1.80
	50 %	3.63	3.73	2.26	1.74
	60 %	4.03	4.03	2.82	1.98
	70 %	4.20	3.92	3.24	2.02
	80 %	4.17	3.86	3.65	2.16

Come mostrato nella Tabella 6-17, la configurazione ottenuta utilizzando il metodo 2b non è influenzata da alcun problema relativo ai vincoli (vale a dire, sovracorrente e sovratensione) con i dati relativi a luglio. Quindi, è necessario verificare le condizioni della rete negli altri mesi, per verificare i vincoli dopo l'installazione di PtG. Le tensioni rientrano nell'intervallo 0.9-1.1 pu per tutti i mesi e, come esempio, sono riportate le tensioni massime e minime relative a gennaio nella Figura 6-19.



(a) Penetrazione 40%, metodo 2a, gennaio (b) Penetrazione 40%, metodo 2b, gennaio

Figura 6-19: Valore massimo e minimo assoluti della tensione, rete #D1, method 2b

Come mostrato per il metodo 1, anche per il metodo 2 l'implementazione di PtG è davvero vantaggiosa in termini di riduzione dell'energia iniettata nella rete AT, anche per gli altri mesi (vedi Tabella 6-26, Tabella 6-27 e Tabella 6-28). Infatti si ottengono delle riduzioni di reverse power flow in termini di energia che vanni da un minimo di 79% sino alla completa estinzione del problema.

Tabella 6-26: Comparazione dei risultati pre e post installazione PtG metodi 2a e 2b, rete #D1, Energia del reverse power flow – mese di gennaio

Metodo posizionamento PV	Penet. PV	Rev. PF pre [MWh]	Rev. PF post [MWh]	Riduzione [%]
Method 2a	40 %	0.12	0	-100
	50 %	2.17	0	-100
	60 %	10.59	0.30	-97.14
	70 %	18.14	0.94	-94.80
	80 %	26.04	3.84	-85.21
Method 2b	40 %	0.08	0.001	-98.09
	50 %	3.53	0.14	-95.77
	60 %	12.19	0.47	-96.14
	70 %	20.17	0.91	-95.26
	80 %	30.35	4.17	-86.26

Tabella 6-27: Comparazione dei risultati pre e post installazione PtG metodi 2a e 2b, rete #D1, Energia del reverse power flow – mese di aprile

Metodo posizionamento PV	Penet. PV	Rev. PF pre [MWh]	Rev. PF post [MWh]	Riduzione [%]
Method 2a	40 %	1.01	0	-100
	50 %	5.20	0.006	-99.87
	60 %	19.72	0.58	-97.05
	70 %	32.73	3.89	-88.09
	80 %	46.24	9.72	-78.96
Method 2b	40 %	0.86	0.017	-97.92
	50 %	3.76	0.03	-98.98
	60 %	22.37	0.69	-96.92
	70 %	36.21	1.63	-95.49
	80 %	53.82	9.78	-81.82

Tabella 6-28: Comparazione dei risultati pre e post installazione PtG metodi 2a e 2b, rete #D1, Energia del reverse power flow – mese di ottobre

Metodo posizionamento PV	Penet. PV	Rev. PF pre [MWh]	Rev. PF post [MWh]	Riduzione [%]
Method 2a	40 %	0.18	0	-100
	50 %	2.85	0	-100
	60 %	13.03	0.23	-98.23
	70 %	21.96	1.65	-92.46
	80 %	31.72	5.27	-83.36
Method 2b	40 %	0.13	0	-100
	50 %	4.34	0.05	-98.81
	60 %	14.87	0.34	-97.77

	70 %	24.44	1.03	-95.78
	80 %	37.19	5.91	-84.11

6.4 Rete #D2, Metodo 1

Il primo caso di studio riguardante la rete # D2 considera gli impianti fotovoltaici installati in corrispondenza del nodo finale di linee aventi lunghezza L appartenente all'intervallo $0 < L \leq 0.450$ km (Tabella 6-29): a causa delle caratteristiche delle linee di rete, in questo caso la distribuzione di fotovoltaico lungo la rete è abbastanza uniforme. Inoltre, la rete è notevolmente più grande sia per quanto riguarda il numero di nodi che per quanto riguarda il carico complessivo, il che significa che il numero di impianti PtG da utilizzare sarà più alto che nella rete # D1.

Tabella 6-29: Distribuzione degli impianti PV nel primo caso studio della rete #D2

Lunghezza [km]	**Feeder**	**Potenza installata PV [MW]**					
		30%	**40%**	**50%**	**60%**	**70%**	**80%**
$0<L \leq 0.45$	F1	5.09	6.79	8.48	10.18	11.88	13.58
	F2	7.90	10.53	13.16	15.80	18.43	21.06
	F3	6.07	8.09	10.12	12.14	14.16	16.19
	F4	8.78	11.71	14.64	17.57	20.49	23.42
	F5	7.07	9.43	11.79	14.14	16.50	18.86
	F6	7.57	10.10	12.63	15.15	17.68	20.20
	F7	7.67	10.23	12.79	15.34	17.90	20.46
	F8	4.94	6.59	8.24	9.89	11.54	13.19
	F9	8.96	11.94	14.93	17.92	20.91	23.89
	F10	3.58	4.78	5.98	7.17	8.37	9.57

Il secondo caso di studio riguardante la rete # D2 considera gli impianti fotovoltaici installati in corrispondenza del nodo finale di linee con lunghezza L che rientra nell'intervallo $0.5 < L \leq 3$ km (Tabella 6-30): a causa delle caratteristiche delle linee di rete, questo caso consente di studiare una configurazione dove due feeder in particolare hanno molto più fotovoltaico installato (cioè gli alimentatori F9 e F10) rispetto agli altri.

Tabella 6-30: Distribuzione degli impianti PV nel secondo caso studio della rete #D2

Lunghezza [km]	**Feeder**	**Potenza installata PV [MW]**			
		30%	**40%**	**50%**	**60%**
$0.5<L \leq 3$	F1	2.55	3.41	4.26	5.11
	F2	2.85	3.80	4.76	5.71
	F3	8.26	11.02	13.77	16.53

F4	1.51	2.02	2.52	3.03
F5	5.74	7.65	9.57	11.48
F6	1.04	1.39	1.74	2.09
F7	1.48	1.97	2.46	2.96
F8	4.97	6.63	8.28	9.94
F9	19.04	25.36	31.73	38.08
F10	20.19	26.92	33.65	40.38

I risultati sono riassunti nella Tabella 6-31: mostrano che, anche in questi due casi studio, l'uso combinato di PtG è in grado di ridurre i problemi causati dall'elevata penetrazione di DER nella rete di distribuzione in esame.

Tabella 6-31: Comparazione dei risultati pre e post installazione del PtG, network #D2

Lunghezza [km]	Penet. PV	Rev. PF pre	Rev. PF post	Sovracorr. pre	Sovracorr. post	Sovratens. pre	Sovratens. post
$0<L\leq0.45$	30 %	16	1	-	-	-	-
	40 %	161	27	-	-	-	-
	50 %	278	32	-	-	-	-
	60 %	362	42	-	-	-	-
	70 %	411	159	2	1	-	-
	80 %	459	203	426	9	-	-
$0.5\leq L\leq3$	30 %	11	0	4	0	-	-
	40 %	161	10	1287	80	17	0
	50 %	268	56	2972	389	909	0
	60 %	354	150	4954	667	1810	0

Le dimensioni degli impianti installati (corrispondente alle soluzioni riportate Tabella 6-31) sono mostrate nella Tabella 6-32 (per il caso $0<L\leq0{,}45$ km) e nella Tabella 6-33. Per il primo caso, la dimensione massima consentita è di 4 MW, mentre per il secondo caso si sono utilizzati impianti con una taglia massima di 2 MW. Come mostrato dalla combinazione della Tabella 6-31, Tabella 6-32 e Tabella 6-33, è evidente che la presenza combinata di una diffusa e alta penetrazione di DER richiede un numero maggiore di impianti PtG e di dimensioni maggiori.

Tabella 6-32: Dimensione (espressa in MW) e posizionamento nei nodi dei PtG, rete #D2, $0<L\leq0.45$ km

	Penetrazione PV											
	30%		40%		50%		60%		70%		80%	
Impianto	Dim. Imp.	Nodo	Dim. Imp.	Nodo	Dim. Imp.	Nodo	Dim. Imp.	Nodo	Dim. Imp.	Nodo	Dim. Imp.	Nodo
1	2.5	95	3	11	2	11	2	11	2	11	3	62
2	-	-	3	5	2	123	2	123	2	123	2	77
3	-	-	3	77	4	62	4	62	3	62	2	87
4	-	-	3	120	3	57	3	57	3	57	2	107

5	-	-	3	112	2	100	2	100	2	100	4	120
6	-	-	3	88	1	97	1	97	1	97	2	126
7	-	-	2.5	62	2	107	2	107	2	107	2	127
8	-	-	-	-	3	95	3	95	3	95	3	130
9	-	-	-	-	3	117	3	117	2	117	2	11
10	-	-	-	-	3	112	3	112	3	112	2	100
11	-	-	-	-	4	120	4	120	3	120	4	97
12	-	-	-	-	3	130	3	130	3	130	3	117
13	-	-	-	-	4	127	4	127	3	127	1	112
14	-	-	-	-	3	126	3	126	3	126	2	146
15	-	-	-	-	2	146	2	146	2	146	2	149
16	-	-	-	-	2	9	2	9	2	9	2	145
17	-	-	-	-	3	149	3	149	3	149	3	157
18	-	-	-	-	3	145	3	145	3	145	2	57
19	-	-	-	-	-	-	-	-	1	157	2	123
20	-	-	-	-	-	-	-	-	1	156	1	95

Tabella 6-33: Dimensione (espressa in MW) e posizionamento nei nodi dei PtG, rete #D2, 0.5≤ L ≤ 3

Penetrazione PV								
	30%		**40%**		**50%**		**60%**	
Impianto	**Dim. Imp.**	**Nodo**	**Dim. Imp.**	**Nodo**	**Dim. Imp.**	**Nodo**	**Dim. Imp.**	**Nodo**
1	2	32	2	6	2	6	2	6
2	-	-	1	14	2	14	2	14
3	-	-	1	24	2	24	2	24
4	-	-	1	32	1	31	2	31
5	-	-	2	129	2	32	2	32
6	-	-	2	141	2	129	2	129
7	-	-	1	144	2	141	2	141
8	-	-	1	149	2	144	2	144
9	-	-	1	152	1	149	2	149
10	-	-	1	170	1	152	2	152
11	-	-	2	173	1	170	2	170
12	-	-	2	181	2	173	2	173
13	-	-	-	-	2	181	2	181
14	-	-	-	-	2	188	2	188
15	-	-	-	-	2	192	2	192
16	-	-	-	-	2	198	2	198
17	-	-	-	-	2	200	2	200

Per completezza, la Tabella 6-34 mostra il valore dell'energia immessa nella rete AT prima e dopo l'installazione degli impianti PtG. In termini di energia, il reverse power flow è decisamente ridotto, anche se non completamente eliminato.

Tabella 6-34: Comparazione dei risultati pre e post installazione di PtG per la rete #D2 – Energia del reverse power flow

Lunghezza [km]	Penet. PV	Rev. PF pre [MWh]	Rev. PF post [MWh]	Riduzione [%]
$0 < L \leq 0.45$	30 %	0.18	0.002	-98.68
	40 %	27.09	3.20	-88.17
	50 %	81.67	6.49	-92.05
	60 %	152.51	13.10	-91.40
	70 %	231.66	41.97	-81,88
	80 %	316.84	88.61	-72.03
$0.5 \leq L \leq 3$	30 %	0.11	0	-100
	40 %	25.82	0.74	-97.13
	50 %	76.80	4.42	-94.23
	60 %	144.40	26.19	-81.85

La Tabella 6-35 mostra che l'installazione di PtG migliora il valore delle perdite di rete in termini percentuali, sia per il caso $0< L \leq 0.45$ km, sia per il caso $0.5 \leq L \leq 3$km. Per quest'ultimo anche in valore assoluto. Questo è dovuto al fatto che le linee lunghe hanno maggiore resistenza e quindi la riduzione dei flussi in quelle linee comporta un beneficio per l'intero sistema maggiore rispetto al primo caso.

Tabella 6-35: Valore delle perdite di rete pre e post installazione del PtG per la rete #D2

Lunghezza [km]	Penet. PV	Perdite di rete [MWh]		Perdite di rete [%]	
		pre-installazione	post-installazione	pre-installazione	post - installazione
$0<L \leq 0.45$	30%	6.14	6.22	0.80	0.80
	40%	5.74	6.31	0.87	0.84
	50 %	5.68	7.14	1.04	0.79
	60 %	6.06	7.00	1.40	0.82
	70 %	6.83	6.97	2.11	0.91
	80 %	7.98	7.46	3.71	1.10
$0.5 \leq L \leq 3$	30 %	7.86	7.61	1.03	0.97
	40 %	9.34	8.59	1.43	1.02
	50 %	11.80	10.35	2.17	1.18
	60 %	15.19	11.36	3.51	1.36

6.4.1 Produzione di SNG e valutazione del fattore di carico degli impianti PtG installati

La produzione (in termini di energia) di SNG, per le diverse penetrazioni fotovoltaiche del caso 0 <*L* ≤0,45 km, è mostrata nella Figura 6-20: la produzione è compresa nell'intervallo 7 MWh e 120 MWh al giorno a luglio. Al di sopra del 40% di penetrazione la produzione non è così diversa, perché in questo caso il fotovoltaico è ben diffuso in tutta la rete e le dimensioni degli impianti non differiscono di molto.

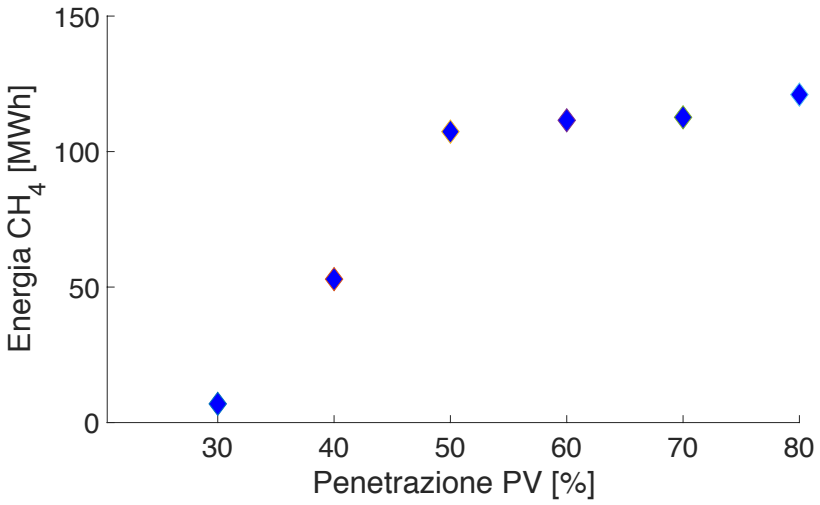


Figura 6-20: Produzione di SNG, rete #D2, caso 0<L ≤0.45

In Figura 6-21 è riportato l'andamento del set point e il punto di lavoro effettivo dell'impianto meno produttivo per la configurazione 0<*L* ≤0.45.

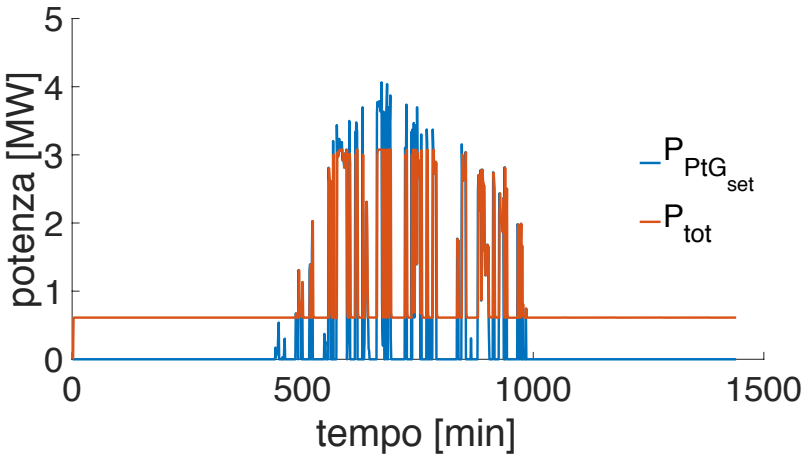


Figura 6-21 set point e punto di lavoro del impianto PtG meno produttivo, penetrazione 60%, caso 0< L ≤ 0.45, rete #D2.

Per il caso 0.5 ≤ *L* ≤ 3 km, la produzione di SNG è analoga.

A causa del maggior numero di impianti PtG installati, il fattore di carico per la rete # D2 è mostrato come istogramma, nella Figura 6-22 (caso 0 <L ≤0.45) e nella Figura 6-23 (caso 0.5≤ *L* ≤3). Ogni classe contiene il numero di impianti PtG con quello specifico fattore di carico.

Per il caso mostrato nella Figura 6-22, vale la pena notare che fino al 50% di penetrazione fotovoltaica, la maggior parte degli impianti PtG è caratterizzato da un fattore di carico che rientra nell'intervallo 35-45%, mentre con una maggiore penetrazione di fotovoltaico i fattori di carico aumentano fino al 75%.
D'altro canto, il caso illustrato nella Figura 6-23 è caratterizzato da fattori di carico più elevati anche con una penetrazione minore, grazie al minor numero di PtG installati e alle loro dimensioni inferiori.

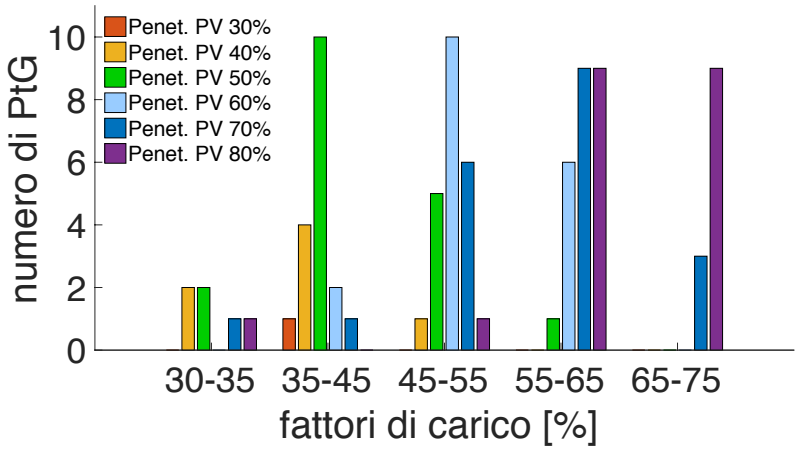


Figura 6-22 Distribuzione dei fattori di carico per ogni configurazione della rete #D2, cas0 0< L ≤ 0.45km

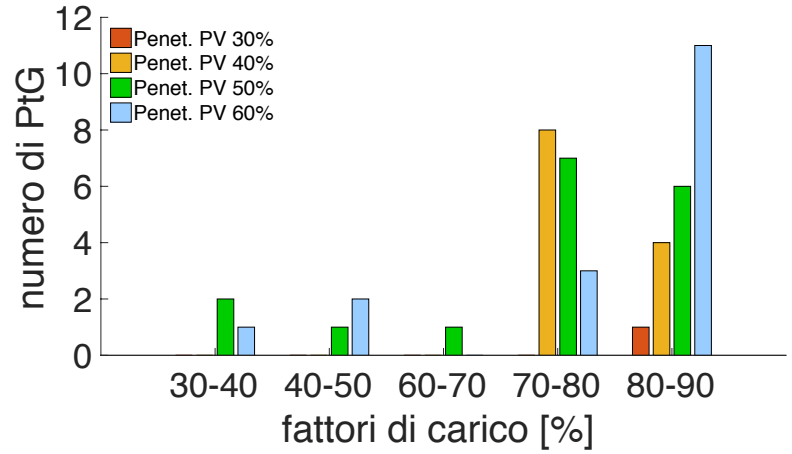


Figura 6-23 Distribuzione dei fattori di carico per ogni configurazione della rete #D2, caso 0.5< L ≤ 3km

Per valutare il bilancio energetico di rete si è deciso di rappresentare in Figura 6-24 il diagramma di Sankey del caso 0<L ≤0.45. Nella figura è possibile notare come vi siano due generazioni, una è l'energia che deriva dalla rete AT e l'altra è l'energia che deriva dagli impianti fotovoltaici installati nella rete. Tutta questa energia viene spartita tra i carichi passivi tradizionali (che ovviamente si mantiene costante in tutte le configurazioni), i PtG e le perdite di rete. Va detto però, che le perdite percentuali riportate in Tabella 6-35 sono calcolate rispetto all' energia netta che deriva dalla rete AT e non sull'energia totale di rete.
In fine l'energia assorbita dai PtG si suddivide in energia di SNG prodotto, in perdite di impianto dovute alle reazioni chimiche e fenomeni termodinamici, perdite dei dispositivi ausiliari (pompe, compressori ecc…) e, molto importante per il calcolo del rendimento del dispositivo, anche in energia di idrogeno contenuto nel serbatoio a fine giornata. Bisogna tener conto dell'energia contenuta nel serbatoio di idrogeno, poiché può succedere che a fine giornata

(come in questi casi in figura) si abbia accumulato energia nel serbatoio, ma che di fatto non è stata utilizzata per la produzione di SNG.

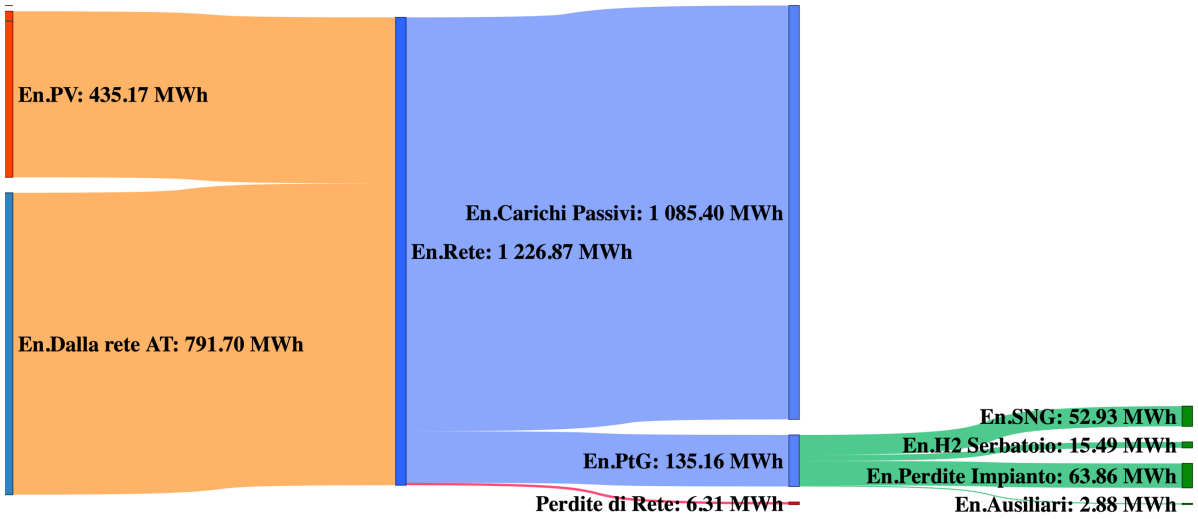


Figura 6-24: Diagramma di Sankey per la rete #D2 nel caso 0<L ≤0.45 km con livello di penetrazione 40%

Per il caso $0.5 \leq L \leq 3$ km il diagramma di Sankey è analogo a quello riportato in Figura 6-24.

6.4.2 Valutazione dell'operatività degli impianti negli altri mesi considerati

In fine è necessario verificare che tutti i vincoli di rete siano rispettati anche nei casi in cui l'irraggiamento è minore. In particolare si deve controllare che vengano rispettati i vincoli di rete e valutare le perdite.

La rappresentazione delle condizioni della rete tramite il valore delle perdite è mostrata nella Tabella 6-36, Tabella 6-37e Tabella 6-38. I risultati confermano quanto visto prima: le perdite di rete aumentano in termini assoluti, ma in percentuale il loro valore diminuisce (tranne per il caso $0<L \leq 0.45$ al 30% di penetrazione dove rimane costante).

Tabella 6-36: Valore delle perdite di rete nel mese di gennaio, rete #D2

Lunghezza [km]	Penet. PV	Perdite di rete [MWh]		Perdite di rete [%]	
		pre-installazione	post-installazione	pre-installazione	post - installazione
$0<L \leq 0.45$	30%	7.82	7.92	0.85	0.85
	40%	7.42	8.24	0.85	0.84
	50 %	7.23	9.30	0.88	0.85
	60 %	7.19	9.15	0.94	0.85
	70 %	7.32	8.88	1.03	0.86
	80 %	7.60	8.95	1.16	0.90
$0.5 \leq L \leq 3$	30 %	8.32	8.35	0.90	0.88
	40 %	8.69	9.25	1.00	0.92
	50 %	9.46	11.64	1.16	1.10
	60 %	10.62	12.10	1.39	1.15

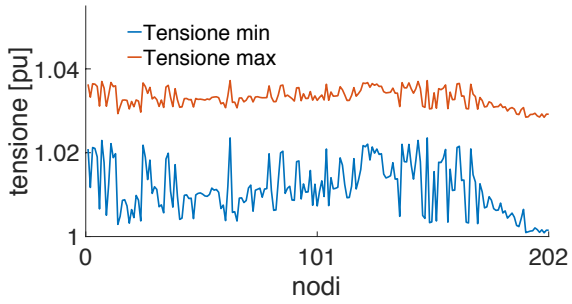
Tabella 6-37: Valore delle perdite di rete nel mese di aprile, rete #D2

Lunghezza [km]	Penet. PV	Perdite di rete [MWh]		Perdite di rete [%]	
		pre-installazione	post-installazione	pre-installazione	post - installazione
$0<L\leq0.45$	30%	7.04	7.13	0.813	0.814
	40%	6.50	7.26	0.82	0.80
	50 %	6.22	8.08	0.87	0.80
	60 %	6.16	7.76	0.96	0.81
	70 %	6.30	7.45	1.11	0.83
	80 %	6.66	7.56	1.35	0.90
$0.5\leq L\leq3$	30 %	7.73	7.71	0.89	0.87
	40 %	8.20	8.49	1.04	0.90
	50 %	9.22	10.93	1.29	1.10
	60 %	10.76	11.52	1.68	1.17

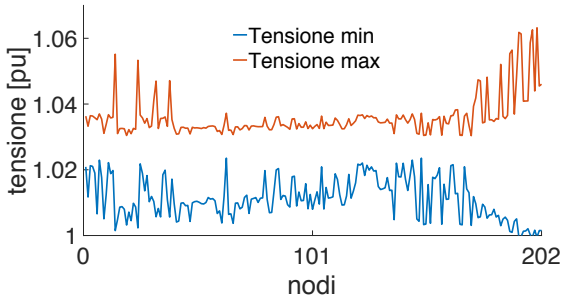
Tabella 6-38: Valore delle perdite di rete nel mese di ottobre, rete #D2

Lunghezza [km]	Penet. PV	Perdite di rete [MWh]		Perdite di rete [%]	
		pre-installazione	post-installazione	pre-installazione	post - installazione
$0<L\leq0.45$	30%	7.60	7.69	0.853	0.854
	40%	7.27	8.07	0.88	0.85
	50 %	7.21	9.18	0.95	0.85
	60 %	7.38	9.03	1.06	0.87
	70 %	7.78	8.87	1.24	0.91
	80 %	8.39	9.15	1.50	1.01
$0.5\leq L\leq3$	30 %	8.49	8.46	0.93	0.95
	40 %	9.27	9.45	0.98	1.12
	50 %	10.62	11.75	1.16	1.40
	60 %	12.50	12.54	1.27	1.81

In fine, in Figura 6-25 sono mostrati i valori di tensione massima e minima: si nota, come per i casi precendeti, che l'installazione di PtG basata sul mese di luglio non comporta problemi per il mese di gennaio. Infatti le tensioni rientrano nell' intervallo di funzionamento normale di 0.9 - 1.1pu.



(a) Penetrazione 30% per il mese di gennaio $0<L\leq0.45$ km



(b) Penetrazione 30% per il mese di gennaio $0.5\leq L\leq3$ km

Figura 6-25:Valori massimo e minimo assoluti della tensione in gennaio, network #D2

6.5 Rete #D3, Metodo 1

Il primo caso di studio riguardante la rete #D3 considera gli impianti fotovoltaici installati in corrispondenza del nodo finale di linee aventi lunghezza L appartenente all'intervallo $0<L\leq0.45$ km (Tabella 6-39): a causa delle caratteristiche delle linee di rete, in questo caso la distribuzione di fotovoltaico lungo al rete è abbastanza uniforme, inoltre la rete è notevolmente più grande sia per quanto riguarda il numero di nodi sia per il carico complessivo rispetto alla rete #D1, il che significa che il numero di impianti PtG da utilizzare sarà più alto. Si può notare però, che siccome le caratteristiche del carico installato non sono cambiate (il carico è lo stesso della rete #D2, ma viene solamente collegato al secondario del trasformatore MT/BT per i carichi raggruppati delle sotto-reti BT) le installazioni di fotovoltaico sulle dorsali di alimentazione sono le medesime del caso della rete #D2 come si può vedere in Tabella 6-39.

Tabella 6-39: Distribuzione del fotovoltaico lungo le dorsali del caso 1, rete #D3

Metodo posizionamento PV	**Lunghezza [km]**	**Feeder**	**Potenza installata PV [MW] Penetrazione = 60%**
Metodo 1	$0<L\leq0.45$	F1	10.18
		F2	15.80
		F3	12.14
		F4	17.57
		F5	14.14
		F6	15.15
		F7	15.34
		F8	9.89
		F9	17.92
		F10	7.17

Il secondo caso di studio riguardante la rete # D3 considera gli impianti fotovoltaici installati in corrispondenza del nodo finale di linee con lunghezza L che rientra nell'intervallo $0,5<L\leq3$ km (Tabella 6-40): a causa delle caratteristiche delle linee di rete, questo caso consente di studiare una configurazione dove due feeder in particolare hanno molto più fotovoltaico installato (cioè gli alimentatori F9 e F10) rispetto agli altri.

Tabella 6-40: Distribuzione del fotovoltaico lungo le dorsali del caso 2, rete #D3

Metodo posizionamento PV	Lunghezza [km]	Feeder	Potenza installata PV [MW] Penetrazione = 60%
Metodo 1	$0.5<L\leq3$	F1	5.11
		F2	5.71
		F3	16.53
		F4	3.03
		F5	11.48
		F6	2.09
		F7	2.96
		F8	9.94
		F9	38.08
		F10	40.38

I risultati sono riassunti nella Tabella 6-41: mostrano che, anche in questi due casi studio, l'uso combinato di PtG è in grado di ridurre i problemi causati dall'elevata penetrazione di RES nella rete di distribuzione in esame. Si nota un netto miglioramento dei problemi di rete, specialmente per quanto riguarda il caso $0.5\leq L\leq 3$ dove si vede quasi una completa estinzione della sovratensione e una riduzione sostanziosa dei vincoli termici.

Tabella 6-41: Comparazione dei risultati pre e post installazione del PtG per la rete #D3

Lunghezza [km]	Penet. PV	Rev. PF pre	Rev. PF post	Sovracorr. pre	Sovracorr. post	Sovratens. pre	Sovratens. post
$0<L\leq0.45$	60%	351	57	-	-	-	-
$0.5\leq L\leq 3$	60 %	354	150	4940	342	3245	4

Si nota come l'aumento delle perdite aumenti anche il numero dei minuti di sovratensione. Va detto però che l'aumento cosi grande dei minuti di overvoltage rispetto allo stesso caso della rete #D2 è attribuibile anche i trasformatori MT/BT, in quanto se una sovratensione è presente al primario, essa verrà riportata anche al secondario con lo steso numero di minuti, aumentando globalmente il numero di minuti totale.

Le dimensioni degli impianti installati (corrispondente alle soluzioni riportate nella Tabella 6-41) sono mostrate nella Tabella 6-42 (per il caso $0<L\leq0{,}45$ km) e nella
Tabella 6-43. Per il primo caso, la dimensione massima consentita è di 3 MW, mentre per il secondo caso si sono utilizzati impianti con una taglia massima di 2 MW. Come mostrato dalla combinazione della Tabella 6-41, Tabella 6-42 e
Tabella 6-43, è evidente che la presenza combinata di una diffusa e alta penetrazione di DER richiede un numero maggiore di impianti PtG e di dimensioni maggiori.

Tabella 6-42: posizionamento e taglie dei PtG installati nel caso 1, rete #D3

Impianto	Dimensione impianto	Nodo
1	3	42
2	3	122
3	3	58
4	3	145
5	3	139
6	3	117
7	2.5	55
8	2.5	100
9	3	123
10	3	11
11	3	77
12	3	57
13	3	146
14	2.5	29
15	3	120
16	3	127
17	3	116
18	3	62

Tabella 6-43: posizionamento e taglie dei PtG installati nel caso 2, rete #D3

Impianto	Dimensione impianto	Nodo
1	2	197
2	1	141
3	2	172
4	2	1
5	1	188
6	2	192
7	2	69
8	2	14
9	2	190
10	2	150
11	2	34
12	2	189
13	2	38

14	2	6
15	2	137
16	2	183
17	2	92

Per completezza, la Tabella 6-44 mostra il valore dell'energia immessa nella rete AT prima e dopo l'installazione degli impianti PtG. In termini di energia, il flusso di energia inversa è decisamente ridotto, anche se non completamente eliminato.
Si può notare come nel caso $0.5 \leq L \leq 3$ la riduzione energetica di reverse power flow sia più contenuta, questo perché i PtG installati sono utilizzati anche per ridurre le sovratensioni, quindi non si dedicano completamente alla riduzione del reverse power flow come nel caso $0 < L \leq 0.45$; inoltre, le taglie massime sono di 2 MW, rispetto al primo caso in cui le taglie massime sono fissate a 3 MW.

Tabella 6-44: Riduzione percentuale dell'energia del reverse power flow nel mese di luglio per la rete #D3

Lunghezza [km]	**Penet. PV**	**Rev. PF pre [MWh]**	**Rev. PF post [MWh]**	**Riduzione [%]**
$0 < L \leq 0.45$	60%	142.97	14.31	89.99
$0.5 \leq L \leq 3$	60 %	142.02	35.42	75.05

La Tabella 6-45 mostra che l'installazione di PtG migliora il valore delle perdite di rete in termini percentuali, sia per il caso $0 < L \leq 0.45$ km, sia per il caso $0.5 \leq L \leq 3$km. Per quest'ultimo, anche in valore assoluto. Questo è dovuto al fatto che le linee lunghe hanno maggiore resistenza e quindi la riduzione dei flussi in quelle linee comporta un beneficio per l'intero sistema maggiore rispetto al primo caso.

Tabella 6-45: Perdite di rete pre e post installazione del PtG per la rete #D3

Lunghezza [km]	**Penet. PV**	**Perdite di rete [MWh]**		**Perdite di rete [%]**	
		pre-installazione	**post-installazione**	**pre-installation**	**post - installation**
$0 < L \leq 0.45$	60%	10.72	11.87	2.38	1.43
$0.5 \leq L \leq 3$	60 %	20.94	16.71	4.82	2.16

6.5.1 Produzione di SNG e valutazione del fattore di carico degli impianti PtG installati

La produzione (in termini di energia) di SNG, per i casi $0 < L \leq 0.45$ km e $0.5 \leq L \leq 3$km è mostrata nella Tabella 6-46. Questa energia espressa in MWh è la somma della produzione di SNG di tutti gli impianti PtG installati.
In questo caso vengono mostrati i risultati in forma tabellare a differenza degli altri casi perché vi sono solamente due configurazioni.
Vale la pena notare che la differenza tra le energie prodotte di SNG è dovuta al fatto che per le due configurazioni si hanno differente numero di PtG installati e diverse taglie (in particolare la taglia massima del caso $0 < L \leq 0.45$ è 3MW, mentre per la configurazione $0.5 \leq L \leq 3$ è 2MW,

questo perché nel primo caso l'installazione degli impianti fotovoltaici è più distribuita rendendo più difficoltoso la riduzione dei problemi di rete).

Tabella 6-46: valori di energia prodotta dagli impianti PtG per la rete #D3

Lunghezza [km]	Energia CH4 Prodotto [MWh]
0 <L ≤0.45	128.79
0.5≤ *L* ≤ 3	98.66

In Figura 6-26 è riportato l'andamento del set point e il punto di lavoro effettivo dell'impianto meno produttivo per la configurazione 0<*L* ≤0.45.

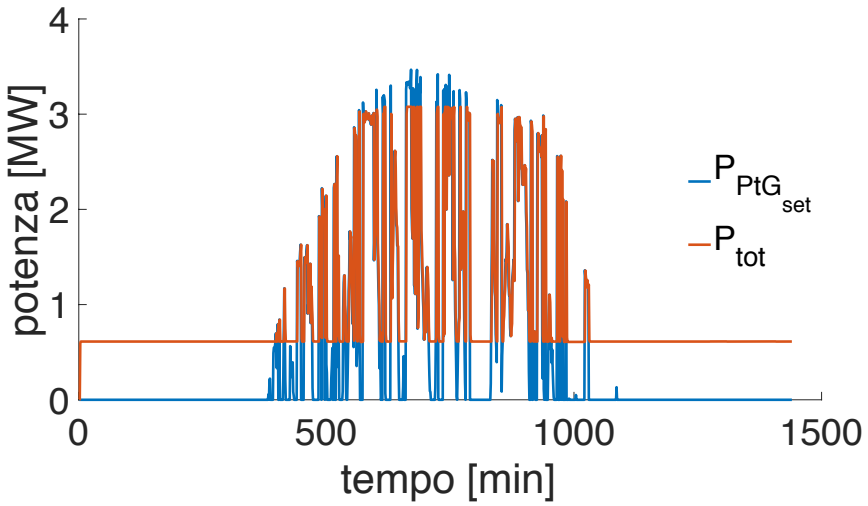


Figura 6-26: set point e punto di lavoro del impianto PtG meno produttivo caso 0< L ≤ 0.45, rete #D3

In Figura 6-27 è riportato l'andamento del set point e il punto di lavoro effettivo dell'impianto meno produttivo per la configurazione 0.5≤ *L* ≤ 3.

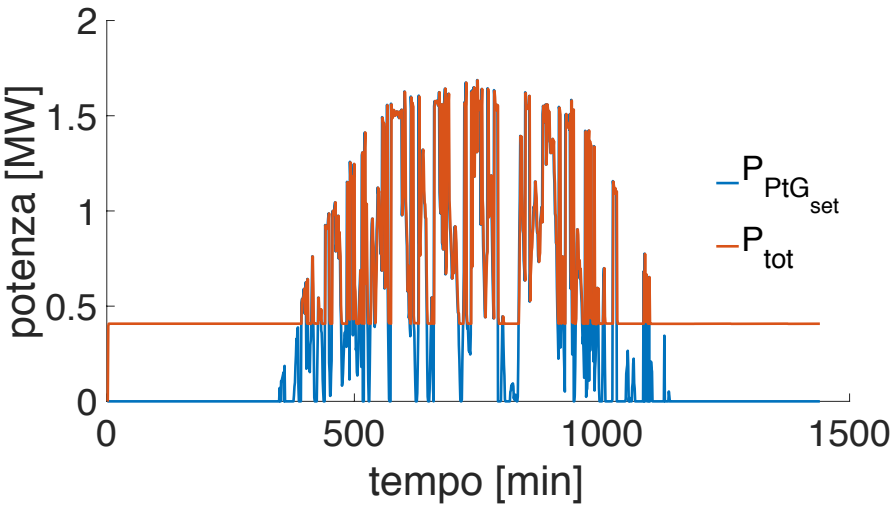


Figura 6-27: set point e punto di lavoro del impianto PtG meno produttivo caso 0.5 <L ≤3km, rete #D3

A differenza della rete #D2, siccome sono presenti solamente due configurazioni, si è scelto di rappresentare sotto forma di tabella i fattori di carico minimi e massimi dei due casi.

Dalla Tabella 6-47, si può osservare che i fattori di carico per il caso $0<L\leq0.9$ sono compresi nell'intervallo tra 34%-65%. Mentre nel caso $2\leq L\leq3$ i fattori di carico sono compresi nell' intervallo 34%-87%. Il valore più elevato dei fattori di carico del secondo caso, è spiegabile osservando che per questa configurazione sono stati utilizzati PtG con taglie più piccole.

Tabella 6-47: fattori di carico degli impianti più utilizzati e meno utilizzati delle configurazioni, rete #D3

Lunghezza [km]	PV penet	Nodo Min Fattore di Carico	Fattore di Carico [%]	Nodo Max Fattore di Carico	Fattore di Carico [%]
$0<L\leq0.9$	60 %	122	34.76	62	65.24
$2\leq L\leq3$	60 %	188	34.39	32	87.03

6.5.2 Valutazione dell'operatività degli impianti negli altri mesi considerati

Infine è necessario osservare che tutti i vincoli di rete siano rispettati anche nei casi con irraggiamento minore. In particolare si deve controllare vengano rispettati i vincoli di rete e valutare le perdite.

La rappresentazione delle condizioni della rete tramite il valore delle perdite è mostrata nella Tabella 6-48, Tabella 6-49 e Tabella 6-50. I risultati confermano quanto visto prima: le perdite di rete aumentano in termini assoluti, ma in percentuale il loro valore diminuisce. Solamente nel caso $0.5\leq L\leq3$ per il mese di ottobre si ottiene una riduzione anche del valore assoluto delle perdite.

Tabella 6-48: valore assoluto e percentuale delle perdite di rete per il mese di gennaio, rete #D3

Lunghezza [km]	Penet. PV	Perdite di rete [MWh]		Perdite di rete [%]	
		pre-installazione	post-installazione	pre-installazione	post - installazione
$0<L\leq0.45$	60%	12.28	14.44	1.59	1.35
$0.5\leq L\leq3$	60 %	16.37	17.33	2.12	1.72

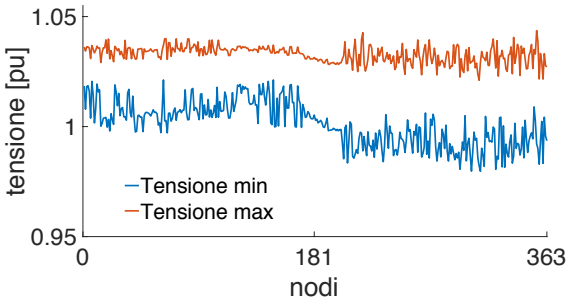
Tabella 6-49: valore assoluto e percentuale delle perdite di rete per il mese di aprile, rete #D3

Lunghezza [km]	Penet. PV	Perdite di rete [MWh]		Perdite di rete [%]	
		pre-installazione	post-installazione	pre-installazione	post - installazione
$0<L\leq0.45$	60%	10.75	11.87	1.64	1.43
$0.5\leq L\leq3$	60 %	16.33	16.54	2.50	1.78

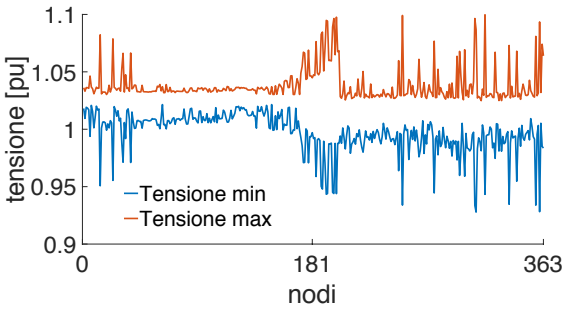
Tabella 6-50: valore assoluto e percentuale delle perdite di rete per il mese di ottobre, rete #D3

Lunghezza [km]	Penet. PV	Perdite di rete [MWh]		Perdite di rete [%]	
		pre-installazione	post-installazione	pre-installazione	post - installazione
$0<L\leq0.45$	60%	12.61	14.53	1.79	1.41
$0.5\leq L\leq3$	60 %	18.36	17.92	2.61	1.89

Infine, in Figura 6-28 sono mostrati i valori di tensione massima e minima, si nota, come per i casi precendeti che l'installazioni di PtG basata sul mese di Luglio non comporta problemi per il mese di Gennaio. Infatti le tensioni rientrano nell' intervallo di funzionamento normale di 0.9-1.1pu. Si nota che le tensioni sono molto vicine al massimo accettabile secondo le norme (1.1pu), ma questo limite non viene mai superato eccetto per un caso in cui per un minuto si toccano i 1.103pu. Del tutto influente per il normale esercizio della rete.



(a) Penetrazione 60% per il mese di gennaio $0<L\leq0.45$ km



(b) Penetrazione 60% per il mese di gennaio $0.5\leq L\leq3$ km

Figura 6-28: modulo della tensione massima e minima per il mese di gennaio, rete #D3

7 CONCLUSIONI

I risultati ottenuti sono veramente soddisfacenti, dal momento che i problemi di rete (cioè, flusso inverso di potenza, sovracorrenti e sovratensioni) sono stati significativamente ridotti e, in alcuni casi, anche completamente eliminati.

Per il sistema di distribuzione sono state utilizzate due reti diverse: la scelta della rete è stata guidata dai siti dimostrativi, installati in un'area rurale (Troia, Italia) o in un'area semi-urbana (Solothurn, Svizzera). I casi studiati in questo progetto comprendono un campione di rete di penetrazione ad alta DER, per comprendere il potenziale di PtG in tale condizione.

Considerando la rete #D1 (ovvero la rete rurale) il caso $0<L\leq0.9$ km vede una riduzione del reverse power flow, che rientra nell'intervallo 79-95%, mentre nel caso $2\leq L\leq3$ km la riduzione ottenuta è compresa nell'intervallo 67-95%. In tutti i casi, l'installazione di PtG è anche in grado di alleviare i problemi sui vincoli, raggiungendo la loro completa eliminazione per le penetrazioni del fotovoltaico più basse. Anche gli studi di rete basati sul posizionamento del fotovoltaico con i fattori di allocazione delle perdite (cioè i metodi 2a e 2b) sono in linea con i risultati di cui sopra, senza differenze particolari tra i casi di PV concentrato e diffuso.

Per la rete #D2 (cioè la rete semi-urbana), il numero e le dimensioni degli impianti PtG sono superiori a quelli utilizzati per la rete #D1, a causa del maggior numero di nodi e carico maggiore. I risultati ottenuti sono davvero buoni, con una riduzione del reverse power flow che rientra nell'intervallo 72-98%, con prestazioni migliori per una minore penetrazione del fotovoltaico. Come per la rete #D1, anche i problemi sui vincoli (sovracorrente e sovratensione) vengono ridotti di molto, in alcuni casi anche completamente estinti.

Inoltre, in tutti i casi l'installazione di impianti PtG ha ridotto le perdite percentuali della rete (tranne che nel caso $0<L\leq0.45$ con livello di penetrazione al 30% ove le perdite percentuali sono rimaste costanti data la quasi trascurabilità dell'impianto PtG installato) e non sono stati riscontrati problemi di sottotensione nei mesi con minore penetrazione di fotovoltaico.

Il fattore di carico degli impianti fornisce informazioni su quanto viene utilizzato un impianto PtG: questi valori sono particolarmente elevati (anche circa il 90% per alcuni casi della rete #D1) e la loro variazione dipende dal valore di penetrazione del fotovoltaico, dal posizionamento di il PtG e dalla taglia. Ciò suggerisce che, come tutti gli impianti di stoccaggio, l'installazione di impianti PtG a livello di sistema di distribuzione deve essere effettuata considerando le caratteristiche locali della rete (carico, penetrazione fotovoltaica e parametri di rete).

Tutte le simulazioni di cui sopra sono state effettuate inserendo nella rete il "nodo PtG", cioè la rappresentazione elettrica dell'impianto PtG, considerando tutta la catena di produzione del gas (elettrolizzatore, serbatoio, compressori, fase di metanazione e così via). In questo modo, il tempo di risposta dell'impianto è stato modellato correttamente.

In conclusione, si può dire che l'aggiunta di sistemi PtG in una rete di distribuzione può migliorare l'esercizio della rete anche per penetrazioni di fotovoltaico molto alte, aumentando così la sua capacità di una rete di ospitare una maggiore penetrazione di generazione intermittente.

8 Appendici

8.1 Appendice A – Modello Chimico del Power-to-Gas

In una tipica rete elettrica di trasmissione (AT) si possono identificare tre diversi tipi di nodi:

• *PQ*: rappresentano tradizionalmente il carico passivo della rete. Le due lettere "*P*" e "*Q*" indicano che il nodo è definito attraverso un valore di potenza attiva ("*P*") e un valore di potenza reattiva ("*Q*"). Oggi questo tipo di rappresentazione viene utilizzata anche per i nodi di generazione che non agiscono per la regolazione della tensione (come i generatori non dispacciabili che producono solo la potenza attiva *P*, senza alcuna iniezione di potenza reattiva *Q*).

• *PV*: questi nodi sono rappresentativi dei generatori tradizionali. Sono definiti attraverso una potenza *P* iniettata e la tensione nodale *V*. Sono caratterizzati da una "curva di capacità", che delimita la possibile produzione combinata di potenza attiva e reattiva.

• *Slack bus*: questo è anche chiamato swing bus e rappresenta il nodo di riferimento nel calcolo della rete. Inoltre, consente di coprire tutte quelle quantità (come le perdite di rete) che sono sconosciute all'inizio del processo e sono note solo alla fine del calcolo.

In una rete di distribuzione tipicamente sono presenti solo nodi *PQ* e il nodo slack (ovvero il nodo di alimentazione della rete stessa AT/MT), in quanto, solitamente, i generatori tradizionali atti a coprire la richiesta dei carichi e al controllo di frequenza e tensione sono installati sulla rete di trasmissione.

Il nodo PtG è una rappresentazione schematica dell'intera catena PtG (elettrolizzatore + serbatoio + metanatore), che interagisce con la rete elettrica a cui è collegata. Quindi, esiste una retroazione dal processo chimico, limitando la possibilità dell'impianto di assorbire energia elettrica dalla rete. Inoltre, il nodo PtG è molto flessibile sotto l'aspetto tecnico: infatti è possibile cambiare la taglia dell'elettrolizzatore o addirittura il tipo di elettrolizzatore mantenendo invariati gli altri componenti come serbatoio di idrogeno e metanatore.

Questo lavoro si propone di analizzare il comportamento delle reti elettriche, in cui sono considerati i sistemi PtG basati su AEC e il profilo di ingresso elettrico è collegato a fonti energetiche rinnovabili intermittenti. L'impianto PtG è costituito da un elettrolizzatore basato su AEC, che converte l'acqua in idrogeno attraverso l'elettrolisi. Quindi, l'idrogeno potrebbe essere immagazzinato in un serbatoio o miscelato con anidride carbonica allo scopo di produrre metano in un'unità di metanazione. Uno schema del processo PtG è mostrato in Figura 8-1.

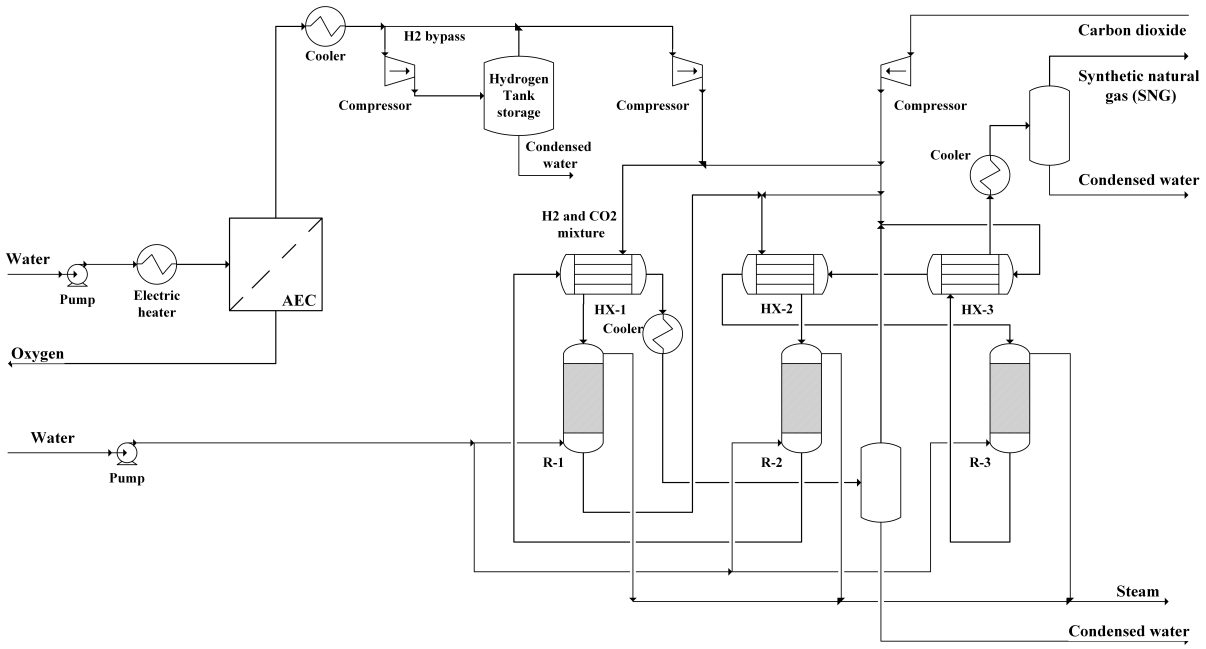


Figura 8-1 Schema di funzionamento del Power-to-Gas (l'unità di metanazione è riferita al lavoro svolto da [20]).

L'elettrolizzatore a bassa temperatura è caratterizzato da un'efficienza potenza-idrogeno (ad esempio circa il 55%), mentre l'unità di metanizzazione è caratterizzata da un certo valore della conversione di CO_2 (cioè circa il 99%).

Al fine di eseguire una migliore valutazione del sistema, è stato sviluppato un modello di impianto PtG in ambiente MATLAB. Questo modello PtG è stato costruito tenendo conto delle dinamiche (start-up, shutdown e carichi parziali) di un vero elettrolizzatore basato su AEC. Inoltre, l'input elettrico dell'elettrolizzatore tiene conto anche degli assorbimenti ausiliari.

8.1.1 Modello dell'elettrolizzatore AEC

La risposta dinamica dell'elettrolizzatore AEC è stata ricavata dai dati di un test effettuato presso il sito dimostrativo del progetto di Falkenhagen su un elettrolizzatore AEC da 2 MW, costituito da 6 moduli AEC (330 kW ciascuno). Il test ha avuto una durata di circa 11.5 ore e il set point dell'elettrolizzatore è stato periodicamente modificato con passi di diversa ampiezza per esplorare un gran numero di condizioni operative, come mostrato nella Figura 8-2. Questi test hanno evidenziato che l'elettrolizzatore basato su AEC ha avuto una risposta rapida quando il setpoint è cambiato; pertanto, la sua risposta potrebbe essere modellata allo scopo di prevedere il comportamento dell'elettrolizzatore basato su AEC quando è accoppiato con un profilo elettrico intermittente basato su DER.

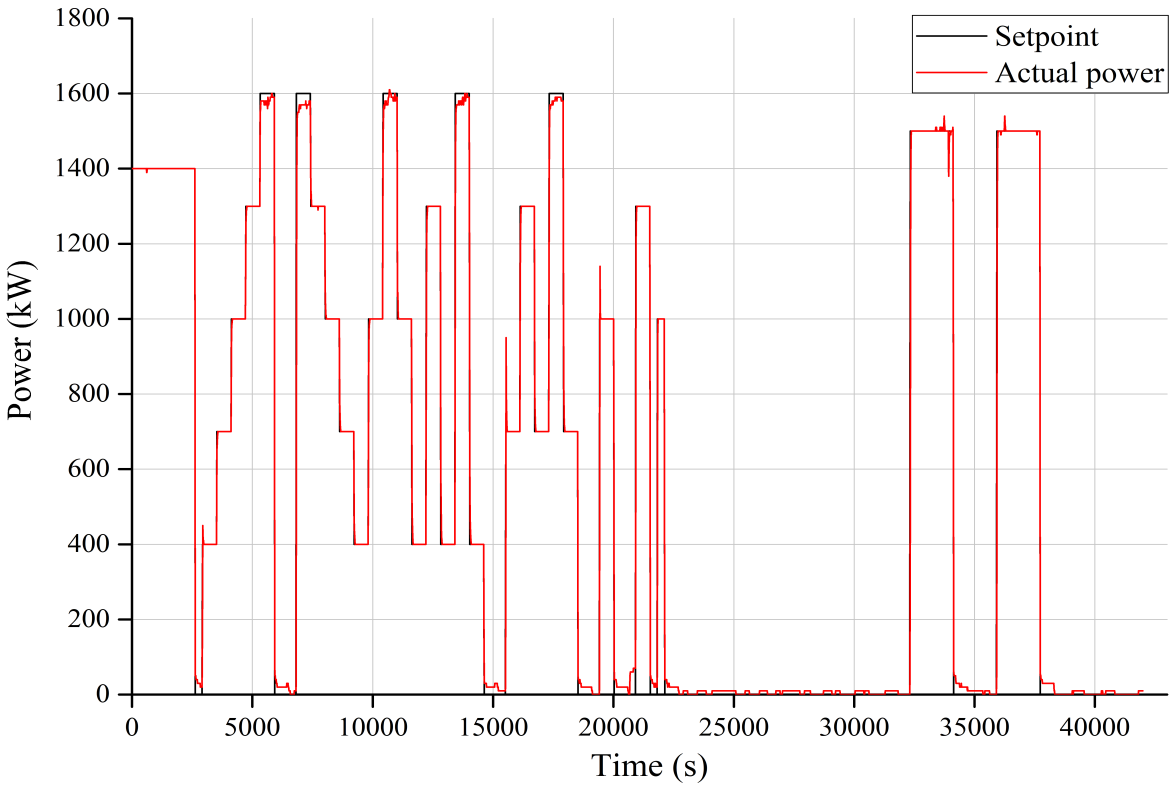


Figura 8-2: Test sull' eletrolizzatore basato su tecnologia AEC di Falkenhagen

Il modello più semplice per descrivere il comportamento dell'elettrolizzatore basato su AEC è un sistema di primo ordine con ritardo, che è caratterizzato da tre parametri; il modello matematico della sua risposta a un passo è descritto per mezzo dell'Equazione (19) [21] [22].

$$\begin{cases} y(t) = 0 & \text{se } t < \alpha \\ y(t) = A \cdot K \cdot \left[1 - \exp\left(-\dfrac{t-\alpha}{\tau}\right)\right] & \text{se } t \geq \alpha \end{cases} \tag{19}$$

In questa equazione, y è la potenza effettiva dell'elettrolizzatore basato su AEC (MW), A è l'ampiezza del passo del set point (MW), K è il guadagno del sistema, α è il ritardo temporale della risposta (s), τ è la costante di tempo del sistema (s) e t rappresenta il tempo (s). Il guadagno può essere valutato mediante l'Equazione (20), dove $y(\infty)$ è la potenza effettiva dell'elettrolizzatore dopo un lungo periodo di tempo (condizione stazionaria).

$$K = \frac{y(\infty)}{A} \tag{20}$$

Considerando che, i due parametri temporali (α e τ) sono stati stimati mediante il metodo di Sundaresan e Krishnaswamy [23], secondo le Equazioni (21) e (22), rispettivamente. I due parametri sono stati calcolati utilizzando due punti caratteristici della curva di risposta: t_1 rappresenta il tempo in cui la risposta raggiunge il 35.3% del valore stazionario $y(\infty)$; mentre, t_2 è stimato come il tempo in cui la risposta raggiunge l'85.3% del valore finale $y(\infty)$.

$$\alpha = 1.3 \cdot t_1 - 0.29 \cdot t_2 \tag{21}$$

$$\tau = 0.67 \cdot (t_2 - t_1) \tag{22}$$

Allo scopo di valutare i tre parametri (K, τ e α), sono stati considerati quattro passi con la stessa ampiezza. Più in dettaglio, i quattro passaggi sono stati ottenuti tra 3450 se 5400 s (vedere la Figura 8-2), dove l'ampiezza del passo (A, MW) era di 0.3 MW. Pertanto, il sistema del primo ordine con modello di ritardo interpola attentamente i dati effettivi di potenza, come illustrato nella Figura 8-3.

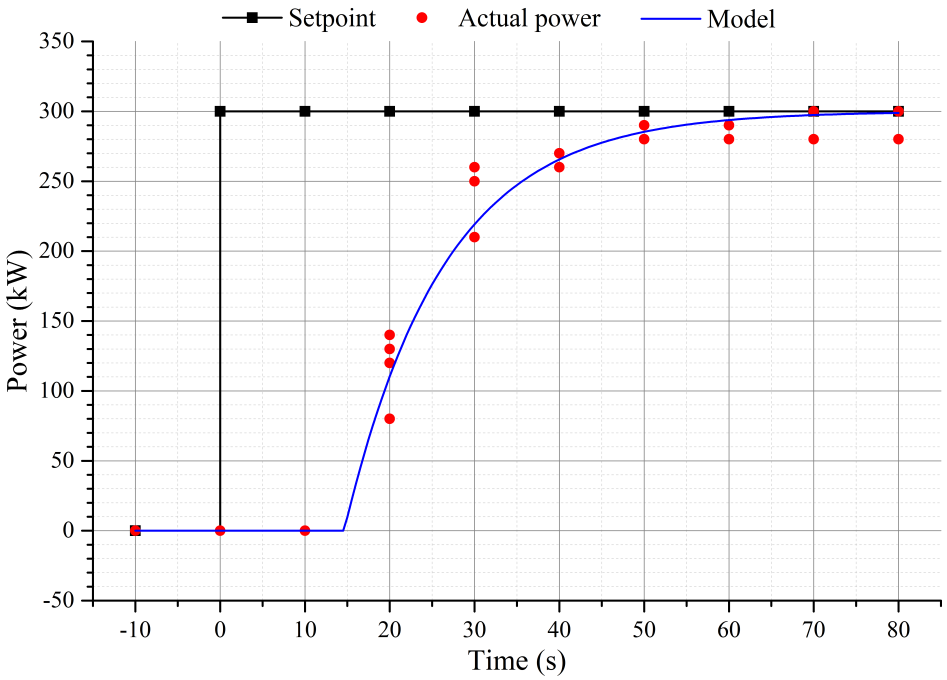


Figura 8-3 Valutazione della risposta dinamica del modello dell'elettrolizzatore basato su tecnologia AEC, utilizzato per i test a Falkenhagen (sistema del primo ordine con ritardo: K = 1; τ = 11.73 s; α = 14.62 s).

8.1.2 Efficienza dell' elettrolizzatore AEC

Un' altra caratteristica rilevante dell'elettrolizzatore è la sua efficienza, che mette in relazione la potenza elettrica assorbita con la potenza chimica dell'idrogeno. L'efficienza power-to-H2 (η_{el_H2}, LHV) è stata stimata mediante i dati dei test di Falkenhagen (vedi Figura 8-4). L'efficienza è stata valutata come la pendenza della linea, che mette in relazione la potenza elettrica effettiva (P_{AEC}, MW) con la potenza effettiva dell'idrogeno (P_{H2}, MW) prodotta dall'elettrolizzatore, secondo l'Equazione (23) [24] [25]; il risultato è illustrato nella Figura 8-4. Il valore medio dell'efficienza della trasformazione di energia elettrica/H_2 è circa 57,6%. Inoltre, la potenza dell'idrogeno è stata calcolata utilizzando il flusso volumetrico di idrogeno (m^3/h) misurato durante la prova, secondo l'Equazione (24). In questa equazione, p è la pressione normale (105 Pa), T la temperatura normale (273,15 K), R è la costante di gas ideale (8314 J · $kmol^{-1}$ · K^{-1}), MW_{H2} rappresenta il peso molare dell'idrogeno (2.016 kg/kmol) e LHV_{H2} è il valore di riscaldamento inferiore dell'idrogeno (120 MJ/kg).

Dalla Figura 8-4 si può notare come si siano scartati i punti dovuti ai transitori termodinamici/elettrici dell'impianto (punti rossi) e invece siano stati interpolati i punti stabili di lavoro del PtG (punti neri). Da questa interpolazione si vede che l'efficienza di impianto può essere considerata come lineare.

$$P_{H2} = \eta_{el_H2} \cdot P_{AEC} \tag{23}$$

$$P_{H2} = \frac{p \cdot \dot{V}_{H2}}{R \cdot T} \cdot \frac{MW_{H2} \cdot LHV_{H2}}{3600} \quad (24)$$

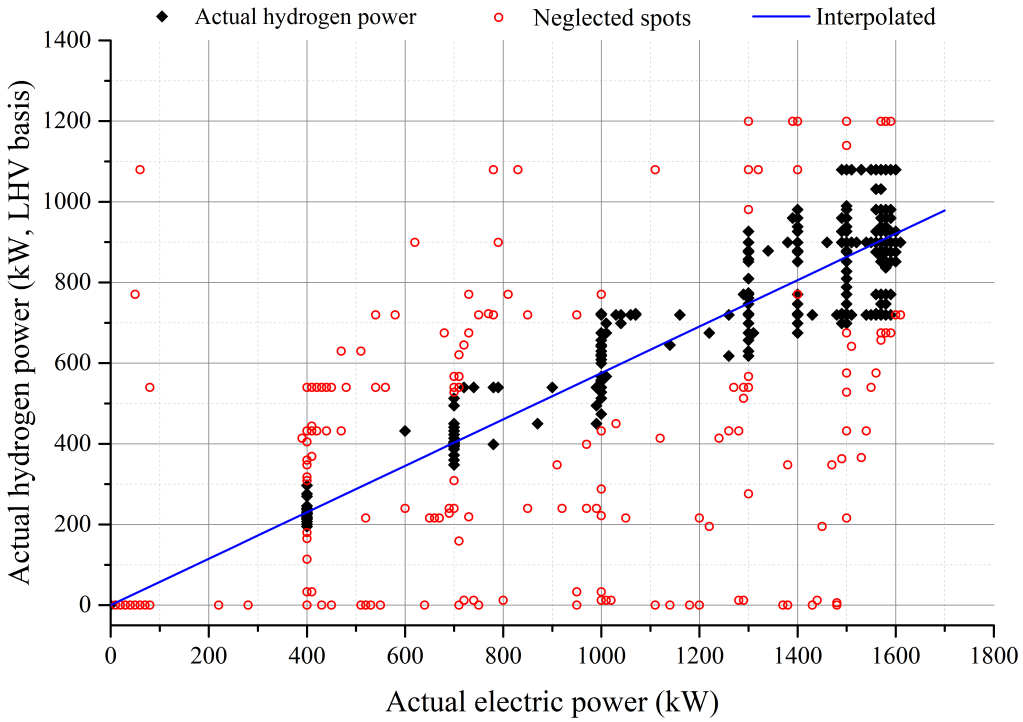


Figura 8-4 Efficienza dell'elettrolizzatore basato su tecnologia AEC (power-to-H_2 basato su LHV) ottenuta utilizzando i dati provenienti dall'impianto test di Falkenhagen.

8.1.3 Unità di metanazione

L'unità di metanizzazione dell'impianto PtG basato su AEC è costituita da un certo numero di reattori a letto fisso. Grazie ad altri lavori [20], il progetto dei reattori è noto; quindi, sia la conversione di anidride carbonica che le perdite di calore dei reattori possono essere stimate. La conversione complessiva di CO_2 all'interno dell'unità di metanazione è stata ipotizzata per circa il 99% [20] per garantire la qualità del SNG. Inoltre, tutti gli elementi delle apparecchiature ad alta temperatura sono isolati termicamente per ridurre al minimo le perdite di calore e le dissipazioni. Le perdite di calore (Q, MW) sono state stimate secondo l'Equazione (25), in cui k rappresenta la conduttività termica ($W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}$) di un materiale isolante microporoso [20], S è l'area di scambio termico superficiale (m^2), x è lo spessore del pannello isolante (m) [26], T_1 e T_2 sono le temperature (in gradi K) dell'area di superficie interna ed esterna, rispettivamente.

$$Q = \frac{k \cdot 10^{-6}}{x} \cdot S \cdot (T_2 - T_1) \quad (25)$$

8.1.4 Potenza consumata dal pompaggio e dalla compressione

L'idrogeno prodotto all'interno dell'elettrolizzatore basato su AEC può essere compresso in un serbatoio di stoccaggio oppure essere miscelato con anidride carbonica in rapporto stechiometrico pari a 4. Inoltre, la CO_2 può essere compressa fino alla pressione dell'unità di metanazione. Infine, l'acqua deve essere pompata nell'elettrolizzatore. Per tutti questi processi

è necessaria energia elettrica fornita dalla rete, quindi la potenza dei compressori ($P_{c,j}$, MW) e la potenza della pompa ($P_{p,H2O,}$ MW) devono essere stimati rispettivamente in base alle Equazioni (26) e (27). In queste correlazioni, Z è il fattore di compressibilità, R è la costante di gas ideale molare, γ è il rapporto di capacità termica e η_c è l'efficienza di compressione, che è stata impostata all' 85% [27]. $T_{1,j}$ (K) e $p_{1,j}$ (bar) sono la temperatura e la pressione all'ingresso del compressore j-esimo; e infine, $p_{2,j}$ (bar) è la pressione all'uscita dell'apparecchiatura. Inoltre, $\dot{n}_{in,j}$ è il flusso molare (kmol/s) della miscela di gas all'ingresso del compressore j-esimo. Inoltre, p_M e p_{ATM} sono rispettivamente la pressione della unità di metanazione (MPa) e la pressione atmosferica (0,101325 MPa); MW_{H2O} è il peso molare d'acqua (18.016 kg / kmol), η_p è l'efficienza della pompa che è stata ipotizzata pari all'85%, ρ_{H2O} i la densità dell'acqua (circa 1000 kg / m3), $\dot{n}_{H2}$ è il flusso molare dell'idrogeno (kmol/s) prodotto dall'elettrolizzatore e dal WC è la conversione dell'acqua dell'elettrolizzatore AEC che è stato impostato pari al 75%.

$$P_{\mathrm{c,j}} = Z_j \cdot \frac{R}{10^6} \cdot T_{1,\mathrm{j}} \cdot \frac{\gamma_j \cdot \eta_{\mathrm{c,j}}}{\gamma_j - 1} \cdot \left[\left(\frac{p_{2,\mathrm{j}}}{p_{1,\mathrm{j}}} \right)^{\frac{\gamma_j - 1}{\gamma_j \cdot \eta_{\mathrm{c,j}}}} - 1 \right] \cdot \dot{n}_{\mathrm{in,j}} \tag{26}$$

$$P_{p,H2O} = \frac{(p_M - p_{ATM}) \cdot MW_{H2O}}{\eta_p \cdot WC \cdot \rho_{H2O}} \cdot \dot{n}_{H2} \tag{27}$$

Inoltre, il flusso d'acqua deve essere riscaldato fino alla temperatura dell'elettrolizzatore, quindi la variazione di entalpia molare del flusso d'acqua è di circa 3770 kJ / kmol.

8.1.5 Algoritmo e diagramma di flusso del modello utilizzato

L'algoritmo di simulazione schematizzato in Figura 8-5 è costituito dalle seguenti istruzioni principali:

• **Potenza di setpoint** (input) dell'elettrolizzatore basato su AEC: il setpoint è definito come il carico teorico massimo di potenza operativa a cui l'elettrolizzatore può funzionare. Questo valore massimo può corrispondere alla potenza fornita dalla rete (quando questa potenza è inferiore alla potenza nominale dell'elettrolizzatore) o alla potenza nominale dell'elettrolizzatore (nel caso in cui l'eccesso di potenza da prelevare dalla rete superi la potenza nominale dell'elettrolizzatore). Inoltre, viene preso in considerazione anche il consumo dei servizi ausiliari. Vale la pena notare che la potenza minima dell'impianto PtG è pari al 20% della potenza nominale.

• **Consumo energetico effettivo dell'elettrolizzatore basato su AEC**: il consumo effettivo di energia elettrica può essere calcolato utilizzando il modello dinamico dell'elettrolizzatore basato su AEC (sistema di primo ordine con ritardo, vedere Equazione (19)).

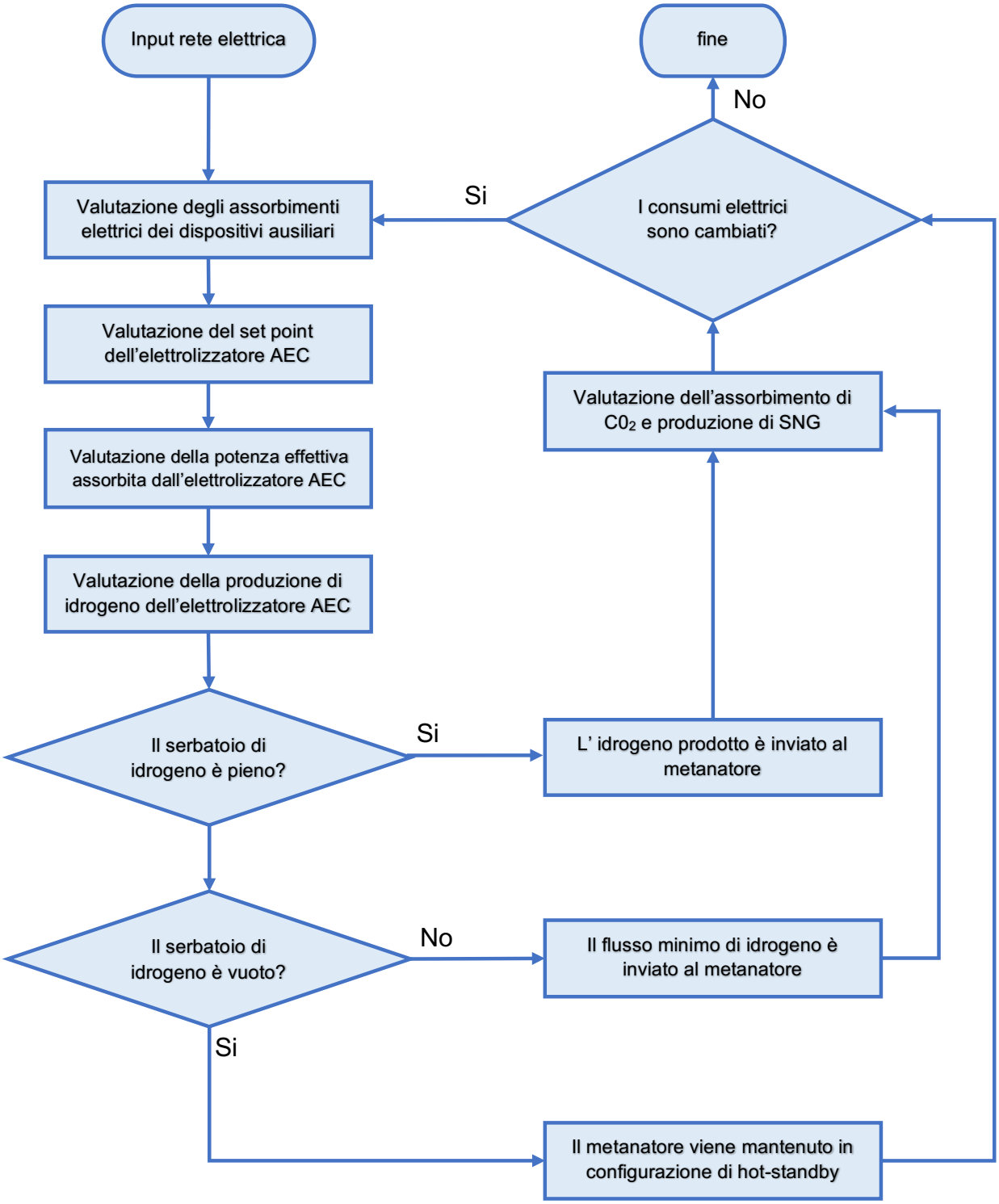


Figura 8-5: Diagramma di flusso dell'algoritmo dell'impianto PtG basato su tecnologia AEC

• **Produzione di idrogeno**: il flusso di idrogeno può essere valutato tenendo conto dell'efficienza dell'elettrolizzatore basato su AEC (vedere la Figura 8-4).

• **Serbatoio di idrogeno**: l'unità di metanazione viene sempre alimentata con un flusso minimo di idrogeno (20% della potenza nominale), se l'elettrolizzatore è operativo. Inoltre, una certa quantità di idrogeno può essere inviata a un serbatoio di stoccaggio di idrogeno fino a quando il serbatoio è completamente pieno (la priorità è il riempimento del serbatoio). Questa operazione consente di disaccoppiare l'unità di metanizzazione dall'elettrolizzatore basato su AEC. L'idrogeno prodotto dall'elettrolizzatore basato su AEC viene completamente inviato all'unità di metanazione, se il serbatoio dell'idrogeno è completamente pieno. Al contrario, se l'elettrolizzatore non produce idrogeno sufficiente per alimentare il metanatore, l'idrogeno immagazzinato nel serbatoio viene inviato all'unità di metanazione, al fine di garantire una produzione di SNG continua. In questo caso, l'unità di metanizzazione funziona con il carico di potenza minimo fino a quando il serbatoio dell'idrogeno è completamente vuoto quindi può essere posto in condizioni di hot-standby. Per le apparecchiature principali (elettrolizzatore e unità di metanazione) è stata assunta una condizione di hot standby (ciò significa che l'apparecchiatura viene mantenuta alle condizioni di temperatura operativa con energia assorbita dalla rete, al fine di garantirne un avvio rapido).

• **Consumi ausiliari**: tutti i consumi degli elementi ausiliari delle apparecchiature sono correlati alla quantità di idrogeno prodotto. Innanzitutto, l'idrogeno può essere compresso; in secondo luogo, il biossido di carbonio deve essere compresso; in terzo luogo, l'acqua deve essere pompata e infine deve essere riscaldata fino all'elettrolizzatore basato su AEC.

• **Controllo del setpoint**: la potenza nominale dell'elettrizzatore deve essere ricalcolata considerando i nuovi consumi ausiliari, poiché l'elettricità disponibile è paragonabile alla potenza assorbita dall'elettrizzatore.

• **Unità di metanizzazione**: eventualmente, la quantità di metano può essere calcolata utilizzando la conversione di CO_2 o, in alternativa, l'efficienza idrogeno-SNG; quindi, la produttività SNG può essere stimata.

8.2 Appendice C – Simulated Annealing

Il Simulated Annealing (abbreviato con SA) è un metodo di ottimizzazione euristico, basato sulla simulazione del processo di tempra in cui un metallo fuso viene lentamente raffreddato per solidificarsi nel suo stato minimo di energia (aggiornamento di una singola soluzione). È stato introdotto per la prima volta in [28] e utilizzata con successo nella riconfigurazione della rete (vedi come esempio [29]). In questa tesi, l'algoritmo è stato utilizzato per decidere dove installare gli impianti PtG e decidere le loro dimensioni.

L'algoritmo è composto da due cicli, chiamati ciclo esterno e ciclo interno. Il ciclo esterno (mostrato nella Figura 8-6) dipende da un parametro di controllo chiamato C, il cui valore iniziale è chiamato C_0. Per ogni iterazione m del ciclo esterno, il parametro di controllo viene aggiornato con una certa frequenza descritta dalla velocità di raffreddamento α, cioè (Equazione (28)):

$$C_m = \alpha \cdot C_{m-1} \tag{28}$$

Il criterio di arresto del ciclo esterno si basa sulla persistenza della soluzione trovata finora: una volta che la soluzione trovata persiste (o i cambiamenti sono inferiori ad una certa soglia) per almeno N_R successive iterazioni, il ciclo esterno si interrompe[3].

Ad ogni iterazione del ciclo esterno, viene eseguito il ciclo interno (mostrato nella Figura 8-6). Per ogni iterazione m dell'esterno gli input del ciclo interno sono:

1. Configurazione iniziale: è la migliore configurazione trovata finora (la soluzione fornita come output all'iterazione m-1);

2. Il valore del parametro di controllo C_0;

3. Numero di soluzioni da analizzare N_A;

4. Numero di soluzioni accettate N_C;

Gli ultimi due input (Figura 8-7) sono necessari per il criterio di arresto del ciclo interno, che è composto come segue: il ciclo interno si interrompe quando viene raggiunto N_A o N_C. La prima condizione è di solito raggiunta con alti valori di C_m, mentre la seconda condizione viene solitamente raggiunta con valori di C_m bassi.

[3] Questo tipo di criterio di arresto è tipico di molte euristiche esistenti in letteratura e consente di non fissare a priori un numero totale di iterazioni, ma solo il numero di iterazioni in cui persiste la stessa soluzione.

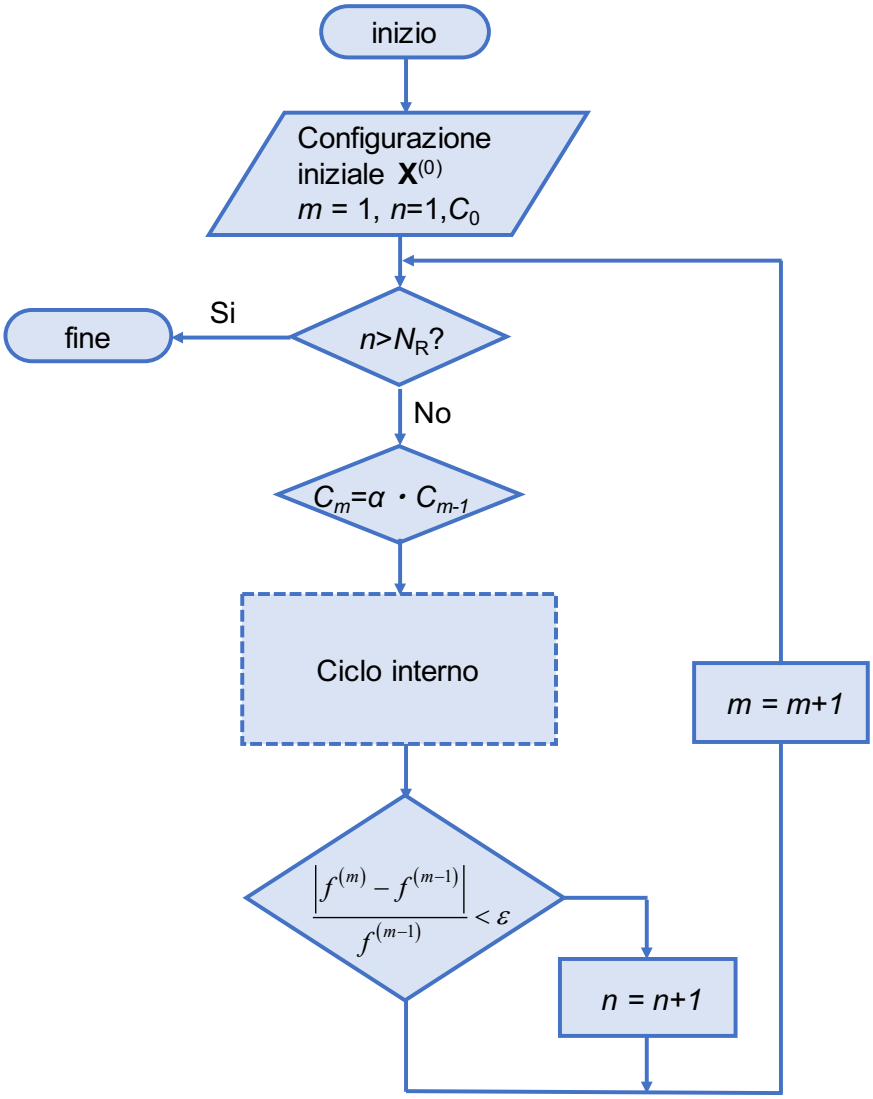


Figura 8-6: Diagramma di flusso del ciclo esterno del SA

Le funzioni obiettivo cambiano in base all'obiettivo dell'ottimizzazione:

1. Presenza del solo reverse power flow: come indicato nel Capitolo 4.5, la presenza di flusso di energia inversa non viola alcun vincolo operativo della rete, anche se si tratta di una condizione non desiderabile. In questo caso, è necessario evitare che il posizionamento di impianti PtG atti a diminuire il flusso inverso, crei problemi di sovraccorrenti nei rami e sotto tensioni nei nodi di inserimento. Per questo motivo, è stata utilizzata una funzione obiettivo penalizzata, scritta come segue (Equazione (29)):

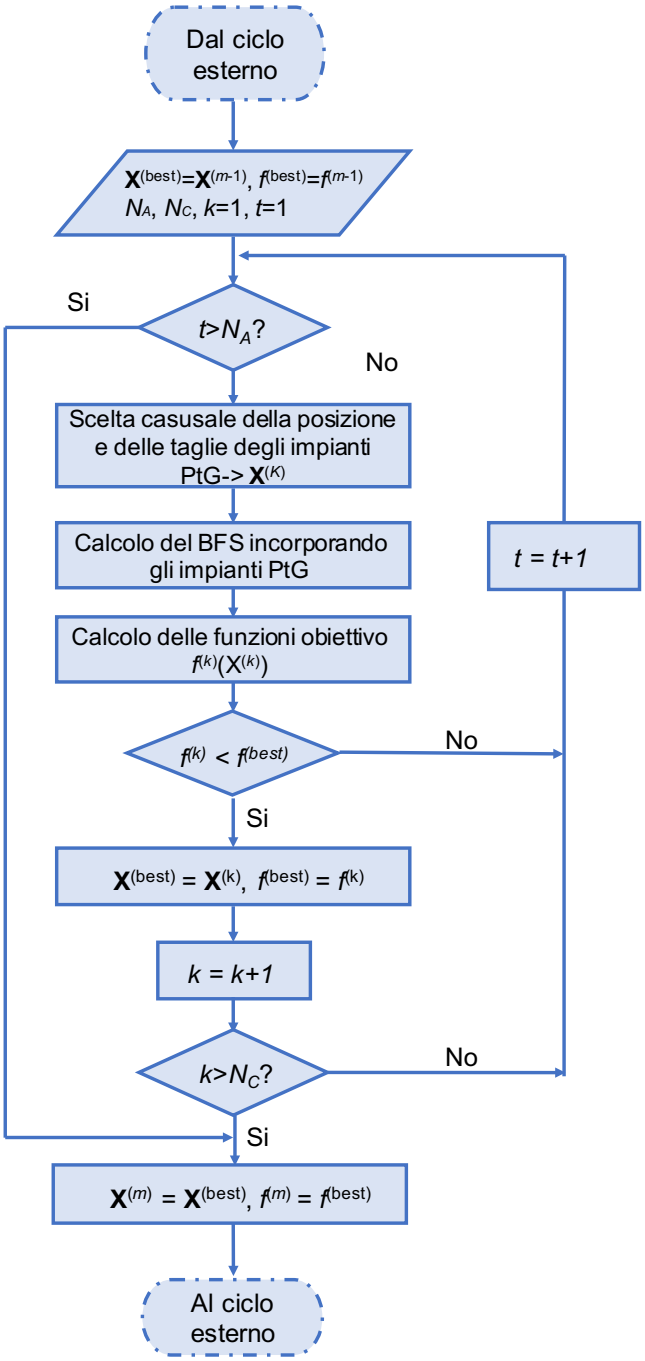


Figura 8-7: del ciclo interno del SA ($X^{(best)}$ e $f^{(best)}$ indicano rispettivamente la configurazione e la funzione obiettivo migliori ottenute di quel ciclo)

$$f_k(\mathbf{X}) = \frac{RPF_k^{tot}}{RPF_0^{tot}} \cdot \left(1 + \sum_{j\in\mathbf{J}} \rho_V \left(\frac{V_j^{(max)} - V_j}{V_j^{(max)}}\right)^2 + \sum_{j\in\mathbf{J}} \rho_V \left(\frac{V_j^{(min)} - V_j}{V_j^{(min)}}\right)^2 + \sum_{b\in\mathbf{B}} \rho_I \left(\frac{I_b^{(th,max)} - I_b}{I_b^{(max)}}\right)^2\right) \tag{29}$$

Dove RPF^{tot} indica il minuto di reverse power flow calcolato al nodo di slack (il pedice fa riferimento all'iterazione del ciclo interno), **J** indica l'insieme di nodi, **B** indica l'insieme dei rami e ρ_V e ρ_I indica la penalizzazione della tensione (minima e massima) e corrente (limiti termici), rispettivamente.
In questo modo, la funzione obiettivo considera la violazione dei vincoli e se, dopo l'installazione dei PtG accedesse di violare un vincolo, la configurazione verrebbe respinta durante il processo di ottimizzazione.

2. Presenza di reverse power flow e sovracorrente, o reverse power flow e sovratensione: in questo caso, uno degli obiettivi da ottimizzare è in realtà un vincolo violato. Tuttavia, è ancora necessario utilizzare la funzione obiettivo penalizzata, per rappresentare correttamente la violazione dell'altra funzione obiettivo. ω_{rpf}e ω_{oc}, indicano i pesi che si vogliono attribuire all'ottimizzazione dei problemi (rispettivamente di RPF e sovracorrente) il loro valore (in per-unit) sommato deve essere al massimo 1.

    1. Caso reverse power flow e sovracorrente (Equazione (30)):

$$f_k(\mathbf{X}) = \left(\frac{RPF_k^{tot}}{RPF_0^{tot}} * \omega_{rpf} + \frac{OC_k}{OC_0} * \omega_{oc}\right) \cdot \left(1 + \sum_{j \in \mathbf{J}} \rho_V \left(\frac{V_j^{(max)} - V_j}{V_j^{(max)}}\right)^2 + \sum_{j \in \mathbf{J}} \rho_V \left(\frac{V_j^{(min)} - V_j}{V_j^{(min)}}\right)^2\right) \tag{30}$$

    Dove *OC* sono i minuiti totali di sovracorrente che affliggono la rete.

    2. Caso reverse power flow e sovratensione (Equazione (31)):

$$f_k(\mathbf{X}) = \left(\frac{RPF_k^{tot}}{RPF_0^{tot}} * \omega_{rpf} + \frac{OV_k}{OV_0} * \omega_{ov}\right) \cdot \left(1 + \sum_{j \in \mathbf{J}} \rho_V \left(\frac{V_j^{(min)} - V_j}{V_j^{(min)}}\right)^2 + \sum_{b \in \mathbf{B}} \rho_I \left(\frac{I_b^{(th,max)} - I_b}{I_b^{(max)}}\right)^2\right) \tag{31}$$

    Dove *OV* sono i minuti totali di sovratensione che affliggono la rete.

3. Presenza di tutti i tipi di problemi: reverse power flow, sovracorrente e sovratensione. In questo caso si devono ottimizzare tutti e tre le tipologie di problemi (Equazione (32)). ω_{rpf}e ω_{ov}, indicano i pesi che si vogliono attribuire all'ottimizzazione dei problemi (rispettivamente di RPF e sovratensione) il loro valore (in per-unit) sommato deve essere al massimo 1.

$$f_k(\mathbf{X}) = \left(\frac{RPF_k^{tot}}{RPF_0^{tot}} * \omega_{rpf} + \frac{OC_k}{OC_0} * \omega_{oc} + \frac{OV_k}{OV_0} * \omega_{ov}\right) \cdot \left(1 + \sum_{j \in \mathbf{J}} \rho_V \left(\frac{V_j^{(min)} - V_j}{V_j^{(min)}}\right)^2\right) \quad (32)$$

Vale la pena notare che la penalizzazione sulle sottotensioni è ancora attiva, per evitare che l'installazione di un ulteriore carico (cioè impianti PtG) possa portare a valori di tensione peggiori. ω_{rpf}, ω_{oc} e ω_{ov}, indicano i pesi che si vogliono attribuire all'ottimizzazione dei problemi (rispettivamente di RPF, sovracorrente e sovratensione) il loro valore (in per-unit) sommato deve essere al massimo 1

Il metodo consente di accettare configurazioni (temporanee) che hanno un peggioramento nella funzione obiettivo, solo se rispettano la seguente condizione mostrata in Equazione (33):

$$e^{-\Delta f / C_m} > r \quad (33)$$

Dove r è un numero casuale estratto nell'intervallo (0,1].

Il valore iniziale del parametro di controllo può essere personalizzato in base al problema in analisi, calcolando un peggioramento medio, ottenuto considerando alcune configurazioni con una funzione obiettivo peggiore rispetto a quella della configurazione iniziale del metodo. Quindi, imponendo una probabilità iniziale di accettare soluzioni peggiori, il valore iniziale del parametro di controllo può essere calcolato come segue in Equazione (34):

$$C_0 = \frac{\overline{\Delta f}}{\ln\left(1/p_0\right)} \quad (34)$$

9 Bibliografia

[1] EU Commission, A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030 Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European economic and social committee and the Committee of the regions, 22 January 2014, http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0015&from=EN, (on line 4th April 2018)

[2] https://www.storeandgo.info/demonstration-sites/germany/

[3] https://www.storeandgo.info/about-the-project

[4] A. Mazza, E. Bompard, and G. Chicco, Applications of power to gas technologies in emerging electrical systems, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol.92, pp. 794-806, 2018

[5] Gianfranco Chicco - ELECTRIC POWER DISTRIBUTION AND UTILIZATION - Distribution System Structures – Politecnico di Torino 2014.

[6] https://amslaurea.unibo.it/10075/1/Deposizione_per_via_elettrochimica_di_idrossidi_LaSrFe_per_l'utilizzo_dell'idrogeno_come_vettore_energetico.pdf

[7] https://www.storeandgo.info/demonstration-sites/italy

[8] M.Rubino, H.Andrei, A.Mazza, and G.Chicco, Ranking the Radial Configurations for Minimum Losses Distribution System Reconfiguration. Part 1: Benchmark Results, The Scientific Bulletin Of Electrical Engineering Faculty. - ISSN 1843-6188, vol.1, pp. 23-28, 2014

[9] Progetto Atlantide http://www.progettoatlantide.it/archivioReti/home.do;jsessionid=D9D16768154B56633168700BFA5E532A

[10] G. Prettico, F. Gangale, A. Mengolini, A. Lucas, and G. Fulli, Distribution System Operators Observatory, JRC Technical Reports, 2016.

[11] C.M. Domingo, T.G.S. Román, A. Sánchez-Miralles, J.P.P. González, and A.C. Martínez, A reference network model for large-scale distribution planning with automatic street map generation, IEEE Transaction on Power Systems, vol. 26, pp. 190-197, 2011.

[12] Bright Solar Resource Model, http://jamiembright.github.io/BrightSolarModel/, (online 18th July 2018)

[13] J.M. Bright, C.J. Smith, P.G. Taylor, and R. Crook, "Stochastic generation of synthetic minutely irradiance time series derived from mean hourly weather observation data", Solar Energy, vol. 115, pp. 229-242, 2015, DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2015.02.032

[14] JRC, "Photovoltaic Geographical Information System-Intercactive maps" http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#

[15] Enel Energia, “Enel Energia a tutto storage”, https://corporate.enel.it/it/media/news/d/2015/12/enel-energia-a-tutto-storage (on line of 17th July 2018)

[16] E. Carpaneto, G. Chicco and J. Sumaili Akilimali, “Characterization of the loss allocation techniques for radial systems with distributed generation,” Electric Power Systems Research, vol. 78, no. 8, pp. 1396–1406, 2008.

[17] A.Mazza, E.Carpaneto, G.Chicco, and A.Ciocia, Creation of Network Case Studies With High Penetration of Distributed Energy Resources, UPEC 2018, Glasgow, 4th-7th September 2018

[18] F. Spertino, F. Corona and P. Di Leo, "Limits of Advisability for Master–Slave Configuration of DC–AC Converters in Photovoltaic Systems," in IEEE Journal of Photovoltaics, vol. 2, no. 4, pp. 547-554, Oct. 2012. doi: 10.1109/JPHOTOV.2012.2203793

[19] Matlab, *graphconncomp* https://it.mathworks.com/help/bioinfo/ref/graphconncomp.html (on line 14th November 2018)

[20] E. Giglio, F.A. Deorsola, M. Gruber, S. R. Harth, E. A. Morosanu, D. Trimis, S. Bensaid, and R. Pirone, Power-to-Gas through High Temperature Electrolysis and Carbon Dioxide Methanation: Reactor Design and Process Modelling, Ind. Eng. Chem. Res., vol. 57, pp. 4007–4018, 2018.

[21] B. A. Ogunnaike, W. H. Ray, Process Dynamics, Modeling, and Control, Oxford University Press, 1994.

[22] D. E. Seborg, T. F. Edgar, D. A. Mellichamp, Process Dynamics and Control, 2nd ed., John Wiley & Sons, 2004

[23] K. R. Sundaresan and P. R. Krishnaswamy, "Estimation of Time Delay Time Constant Parameters in Time, Frequency, and Laplace Domains", The Canadian Journal of Chemical Engineering, 56(2), 1978, pp. 257–262, http://dx.doi.org/10.1002/cjce.5450560215.

[24] S. McDonagh, R. O'Shea, D. M. Wall, J.P. Deane, J. D. Murphy, "Modelling of a power-to-gas system to predict the levelised cost of energy of an advanced renewable gaseous transport fuel", Applied Energy, Volume 215, 2018, pp. 444-456, https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.019.

[25] O. Schmidt, A. Gambhir, I. Staffell, A. Hawkes, J. Nelson, S. Few, “Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 42, Issue 52, 2017, pp. 30470-30492, DOI:https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.045.

[26] F. Petipas, A. Brisse, and C. Bouallou, Model-based behaviour of a high temperature electrolyser system operated at various loads, J. Power Sources, vol. 239, pp. 584–595, 2013.

[27] R. K. Sinnott, Coulson & Richardson’s Chemical Engineering Design, 4th ed., vol. 6. Oxford, 2005.

[28] P.J.M.van Laarhoven and E.H.L.Aarts, Simulated Annealing: Theory and Applications, D.Reidel Publ. Company, Dordrecht, Holland, 1987.

[29] E. Carpaneto, G. Chicco, and E. Roggero, Comparing deterministic and simulated annealing-based algorithms for minimum losses reconfiguration of large distribution systems, IEEE Powertech Conference 2013, Bologna, Italy

Ringraziamenti

Giunto alla fine del percorso di studi e alla fine di questa tesi vorrei ringraziare chi mi ha sostenuto e accompagnato in questi anni di università.
Innanzitutto vorrei ringraziare il Dr. Andrea Mazza, relatore di questa tesi di laurea, per la disponibilità e per l'aiuto fornitomi, nonché per la grande conoscenza e precisione donatami in tutto il periodo di stesura dell'elaborato.
Un grande ringraziamento va alla mia famiglia, che con il loro instancabile sostegno, morale ed economico, mi hanno permesso di arrivare sino a questo punto, contribuendo alla mia formazione personale.
Ringrazio la mia fidanzata Martina che mi ha sempre ascoltato e spronato a dare il meglio durante i mesi più difficili.
Vorrei ringraziare il mio collega Andrea, con il quale ho trascorso la maggior parte dei momenti della mia vita universitaria e collaborato per la stesura di questa tesi di laurea.
Infine ringrazio tutti i miei amici, in particolare la mia squadra di calcio, l'ASD Bernezzo, con i quali ho condiviso momenti stupendi e di svago in questi anni.