



**Politecnico
di Torino**

Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica

A. A. 2021/2022

Tesi di Laurea Magistrale

**Calcolo dei flussi di potenza e delle perdite
nelle reti di distribuzione squilibrate
con serie temporali di dati**

Relatori:

Gianfranco Chicco

Andrea Mazza

Candidato:

Stefano Aime

Marzo 2022

Sommario

<i>1-Introduzione</i>	4
<i>2-Calcolo del flusso di potenza trifase</i>	5
2.1-Analisi di una rete squilibrata con metodo di Carson:	5
2.2-Metodo di analisi del load flow	7
2.3-BFS per reti trifase	11
2.4-Struttura delle reti di test a 2 nodi, 4 nodi e 13 nodi.....	13
2.5-Analisi risultati	18
<i>3-Analisi della potenza persa</i>	25
3.1-Calcolo delle perdite	25
3.2-Calcolo delle correnti di neutro e di ritorno	27
3.3-Calcolo della potenza persa separando i conduttori	28
3.4-Risultati della potenza persa con la separazione dei conduttori	30
<i>4-Profili di carico</i>	32
4.1-Generalità sui profili di carico	32
4.2-Carichi nelle reti a tredici e a quattro nodi	36
<i>5-Trasformatore variatore di carico</i>	39
5.1-Implementazione dei profili temporali	45
5.2-Strategia di implementazione del trasformatore variatore di carico.....	46
<i>6-Perdite allocate</i>	52
<i>7-Quasi-Static Time Series Simulations</i>	59
<i>8-Analisi della rete europea di bassa tensione IEEE</i>	62
8.1-Caratteristiche strutturali della rete europea IEEE	62
8.1-Risultati del flusso di potenza trifase	69
<i>9-Impatto sulla potenza persa della granularità dei dati</i>	76
9.1-Confronto tra il calcolo della potenza persa calcolata in due istanti e tramite media	76

9.2-Calcolo della potenza persa nella rete europea al minuto e al quarto d'ora.....	80
<i>10-Conclusioni</i>	<i>90</i>
<i>11-Bibliografia</i>	<i>91</i>

1-Introduzione

Oggi le reti di distribuzione elettrica stanno assumendo un ruolo molto più centrale all'interno dei sistemi energetici a causa della diffusione degli impianti di generazione distribuita, di batterie domestiche e di veicoli elettrici. Le reti del futuro saranno più aperte e partecipative e diventeranno il punto di accesso al sistema energetico per nuovi attori, infatti entro il 2050 secondo Bloomberg New Energy Finance (BNEF), le dimensioni dei nuovi impianti elettrici saranno un sesto di quelle attuali, facendo scendere la media della taglia delle centrali europee dai 562 MW odierni a 32 MW. L'intero lavoro verte sull'analisi di reti di distribuzione squilibrate. A causa della generazione distribuita e di un consumo di energia sempre più elevato e differenziato, nel prossimo futuro sarà inevitabile avere uno squilibrio nelle reti sempre maggiore. Le linee nei sistemi di distribuzione sono inoltre intrinsecamente asimmetriche, cioè le distanze tra le fasi non sono uguali e le linee non sono trasposte come avviene tipicamente sulle linee di trasmissione ad alta tensione. La non simmetria si traduce in auto e mutue impedenze diverse che abbinate a correnti di linea tipicamente squilibrate possono causare gravi squilibri di tensione insieme alla perdita di alimentazione di alcune linee.

Viene presentata una panoramica di alcune reti di prova di distribuzione elettrica pubblicate da IEEE che sono utilizzate per analizzare diversi scenari nel funzionamento di una rete, con lo scopo di sviluppare un programma di calcolo dei flussi di potenza trifase che permetta di effettuare simulazioni con variazione delle potenze ai carichi al minuto. Per ottenere una corretta valutazione dei flussi di potenza si richiede un numero sempre maggiore di variabili, che corrisponde ad un monitoraggio continuo della rete, tuttavia, per le reti di distribuzione alcuni parametri potrebbero non essere noti oppure potrebbero essere letti con periodi di tempo non sufficienti per analisi più profonde. Si dimostra inoltre l'importanza di avere a disposizione i valori dei parametri elettrici delle reti al minuto concentrandosi sull'analisi delle perdite in termini di energia. Infine, si confrontano i risultati delle perdite, avendo a disposizione i valori del carico al minuto e al quarto d'ora, con l'intento di mostrare la necessità di monitorare i carichi con la maggiore precisione possibile.

2-Calcolo dei flussi di potenza trifase

2.1. Analisi di una rete squilibrata con metodo di Carson

In questo capitolo vengono analizzati due sistemi elettrici squilibrati, rispettivamente a 4 e a 13 nodi, nei quali si calcolano i valori di tensione e corrente.

In questa prima parte viene proposto un metodo per ridurre un sistema di distribuzione trifase a quattro fili a un sistema a tre fili equivalente per alimentare un carico squilibrato. Questo modello riduce la complessità computazionale rispetto ad altri metodi che utilizzano modelli di rete 4×4 o 5×5 . Questa tecnica di modellazione dell'impedenza può essere utilizzata quando le uniche informazioni disponibili sono le aree della sezione trasversale dei fili di fase e neutro, come nel caso di molti operatori del sistema di distribuzione (DSO – *Distribution System Operator*) in Europa.

La riduzione del modello del sistema di distribuzione a quattro fili trifase a un equivalente a tre fili utilizza il metodo di Carson seguito dalla riduzione di Kron.

Il metodo sviluppato da John Carson nel 1926 prevede il calcolo delle impedenze auto e mutua per un numero arbitrario di conduttori.

Le ipotesi per il calcolo della matrice delle impedenze con la tecnica di Carson sono le seguenti:

- la terra è un solido infinito e uniforme con una superficie superiore piatta e uniforme e resistività costante;
- si trascurano gli effetti finali introdotti nei punti di messa a terra.

Le equazioni di Carson si basano sul principio delle immagini dei conduttori. Per ogni conduttore a una data distanza dal suolo si ha un rispettivo conduttore immagine alla stessa distanza dal suolo, come mostrato nella Figura 1, dove sono indicati due conduttori con le rispettive immagini e distanze.

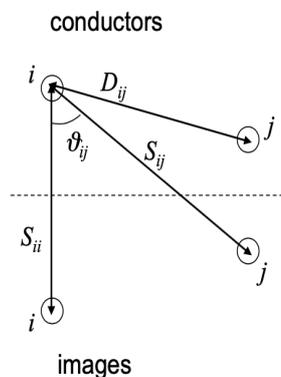


Figura 1: Due conduttori con le rispettive immagini

Per calcolare la matrice delle impedenze primitiva di un ramo, denominata Z_{prim} , si utilizzano le equazioni per l'auto impedenza z_{ii} e la mutua impedenza z_{ij} :

$$z_{ii} = r_i + r_d + j0.12134 * \left[\ln \left(\frac{1}{GMR_i} \right) + 7.934 \right]$$

$$z_{ij} = r_d + j0.12134 * \left[\ln \left(\frac{1}{D_{ij}} \right) + 7.934 \right]$$

nelle quali r_i rappresenta l'auto resistenza e $r_d=0.0953$ è la resistenza dovuta al percorso di ritorno a terra della corrente.

In questo modo si ottiene la matrice delle impedenze primitive

$$[Z_{prim}] = \begin{bmatrix} Z_{aa'} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ba} & Z_{bb'} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc'} & Z_{cn} \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nc} & Z_{nn'} \end{bmatrix}$$

Il modello della rete a 4 fili trifase è rappresentato nella Figura 2.

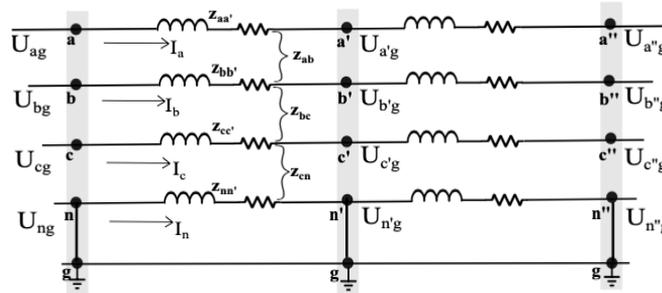


Figura 2: Rete trifase a 4 fili

Al modello rappresentato in Figura 2 si applica la legge di Kirchhoff delle tensioni e si ottiene il seguente sistema:

$$\begin{bmatrix} U_{ag} \\ U_{bg} \\ U_{cg} \\ U_{ng} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_{a'g} \\ U_{b'g} \\ U_{c'g} \\ U_{n'g} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{aa'} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ba} & Z_{bb'} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc'} & Z_{cn} \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nc} & Z_{nn'} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_n \end{bmatrix}$$

Una rappresentazione conveniente può essere formulata con una matrice 3x3, con le impedenze auto e mutua equivalenti per le tre fasi.

$$\begin{bmatrix} [U_{abc}] \\ [U_{ng}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [U_{a'b'c'}] \\ [U_{n'g}] \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} [z_{ij}] & [z_{in}] \\ [z_{nj}] & [z_{nn'}] \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} [I_{abc}] \\ [I_n] \end{bmatrix}$$

La matrice Z_{prim} viene quindi ridotta dall'equazione di Kron assumendo che le due tensioni U_{ng} e $U_{n'g}$ possano essere considerate uguali fra loro.

$$[I_n] = -[z_{nn}]^{-1} * [z_{nj}] * [I_{abc}]$$

Sostituendo questo valore in $[I_n]$ si ottiene

$$[U_{abc}] = [U_{a'b'c'}] + [z_{abc}] * [I_{abc}]$$

dove $[z_{abc}] = [z_{ij}] - [z_{in}] * [z_{nn'}]^{-1} * [z_{nj}]$

Il nuovo sistema di equazioni può essere riscritto in forma matriciale, dove grazie alla riduzione di Kron si ottengono le tre equazioni della legge di Kirchhoff delle tensioni:

$$\begin{bmatrix} U_{ag} \\ U_{bg} \\ U_{cg} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_{a'g} \\ U_{b'g} \\ U_{c'g} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{aa'} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb'} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc'} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}$$

Per una linea di distribuzione senza trasposizione dei conduttori, la matrice di impedenza ridotta è simmetrica.

2.2. Metodo di analisi dei flussi di potenza

Il metodo che useremo per l'analisi dei flussi di potenza è denominato *backward/forward sweep* (BFS). Questo metodo di calcolo dei flussi di potenza può essere implementato per risolvere configurazioni di rete radiali o debolmente magliate. Queste due tipologie di rete sono utilizzate in maniera prevalente per le reti di distribuzione, ovvero le reti che partono dalla cabina primaria, nella quale si ha il trasformatore AT-MT, e raggiungono le utenze finali. Queste reti rappresentano la topologia più economica e più semplice e vengono anche chiamate *ad albero*. La differenza della rete debolmente magliata con quella radiale è la presenza di rami ridondanti, che rimangono normalmente aperti durante il normale funzionamento della rete, ma che possono essere chiusi in caso di disservizio

di un ramo o di variazione della configurazione della rete. Nella Figura 3 vengono rappresentate le due configurazioni di rete.

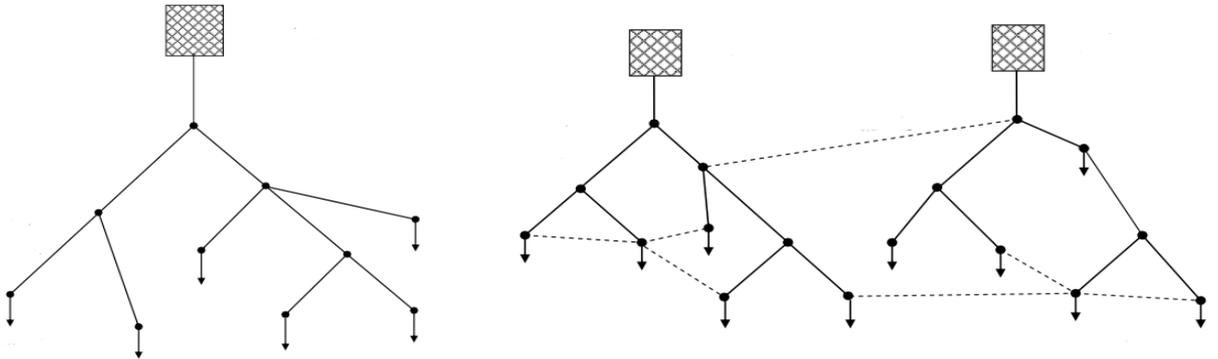


Figura 3: rete radiale e rete radiale debolmente magliata (G. Chicco 2021)

Nel seguito vengono specificate le formule di calcolo, evidenziando i numeri complessi con la classica sopralinea sulla variabile scalare. I parametri elettrici rilevanti che descrivono la rete di distribuzione sono:

- La matrice delle impedenze dei rami che chiameremo \mathbf{Z}_B , composta dalle impedenze dei rami sulla diagonale principale e da zeri nelle restanti posizioni.

- Il vettore delle correnti \mathbf{i}_s , che contiene le correnti di uscita dai nodi del sistema: $\mathbf{i}_s = \begin{bmatrix} \bar{I}_{s1} \\ \bar{I}_{s2} \\ \bar{I}_{s3} \\ \bar{I}_{s4} \\ \bar{I}_{s5} \\ \bar{I}_{s6} \\ \bar{I}_{s7} \\ \dots \\ \dots \end{bmatrix}$

In genere le correnti contenute nel vettore \mathbf{i}_s dipendono dal valore della tensione del nodo. La corrente può essere calcolata in diversi modi a seconda del tipo di nodo. Una volta calcolata la corrente all'uscita dal nodo si può procedere con la procedura iterativa BFS, composta da due fasi. La prima fase è detta *backward stage*, nella quale dai dati del carico e dalle tensioni, si calcolano le correnti nei rami. Questo metodo viene applicato partendo dall'ultimo dai terminali di carico e ci si sposta "indietro" fino alla radice come nell'esempio mostrato in Figura 4.

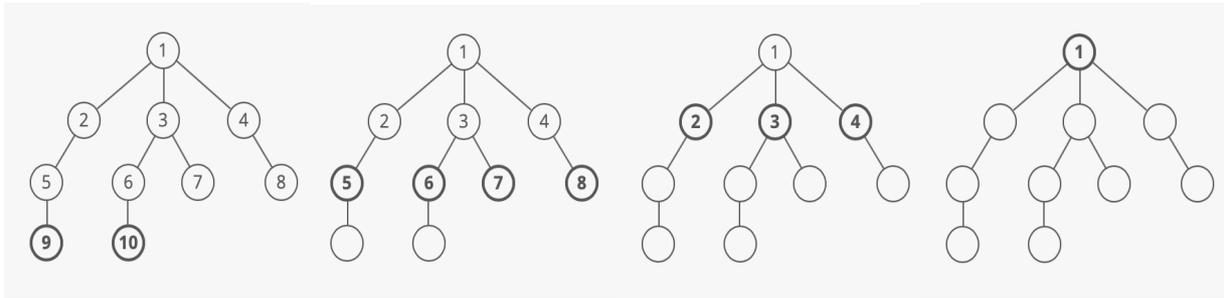


Figura 4: Backward stage

In particolare, ad ogni iterazione k , dalla conoscenza delle componenti del vettore $\mathbf{i}_S^{(k)}$ si possono calcolare le correnti di ramo $\mathbf{i}_B^{(k)}$ dalla formula:

$$\mathbf{i}_B^{(k)} = \mathbf{\Gamma}^T \cdot \mathbf{i}_S^{(k)}$$

nella quale la matrice $\mathbf{\Gamma}$ è chiamata matrice di incidenza inversa e la lettera T indica l'operatore di trasposizione della matrice. Questa matrice è rappresentativa della struttura della rete. Sulle righe si ha la numerazione dei nodi in ordine crescente e nelle colonne si ha la numerazione dei rami, sempre in ordine crescente. Per utilizzare questa numerazione si assegna ai rami il numero del nodo di arrivo e per i nodi si usa una numerazione crescente partendo dalla radice e spostandosi da sinistra a destra e dall'alto al basso come nell'esempio in Figura 5.

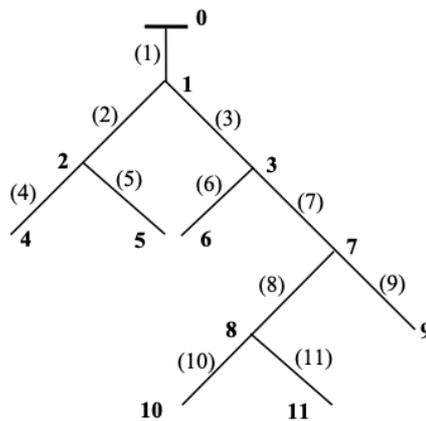


Figura 5: Numerazione nodi e rami

Si può quindi completare la matrice delle incidenze inversa studiando la rete in termini di nodi o di rami. Facendo riferimento ai rami, basta sostituire nelle righe il valore -1 al cammino dal nodo corrispondente alla riga fino alla radice. Facendo riferimento ai nodi, si può sostituire per colonna il

valore -1 ai rami che rimarrebbero esclusi tagliando il ramo corrispondente a quella colonna. Viene quindi rappresentata la matrice delle impedenze che descrive la rete presa come esempio nella Figura 5.

		Rami										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Nodi	1	-1										
	2	-1	-1									
	3	-1		-1								
	4	-1	-1		-1							
	5	-1	-1			-1						
	6	-1		-1			-1					
	7	-1	-1					-1				
	8	-1	-1						-1	-1		
	9	-1	-1							-1	-1	
	10	-1	-1						-1	-1	-1	
	11	-1	-1						-1	-1	-1	-1

La seconda fase è detta *forward stage* e in questa fase si utilizzano le correnti nei rami calcolate nella prima fase per valutare le tensioni ai terminali, procedendo “in avanti” dalla radice fino all’ultimo nodo. Ovvero si esegue il cammino inverso rispetto a quello della fase backward. Ad ogni iterazione k , la tensione nodale è calcolata a partire dalla tensione del nodo radice (*slack*) V_0 tramite la seguente relazione:

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

nella quale $\mathbf{1}$ rappresenta un vettore colonna composto da solo valori unitari, la matrice $\mathbf{\Gamma}$ rappresenta in pratica un “filtro” applicato alla matrice \mathbf{Z}_B per considerare, ad ogni nodo, solo le impedenze localizzate nel cammino da quel nodo alla radice, infine il vettore $\mathbf{\Gamma} \mathbf{Z}_B \mathbf{i}_B^{(k)}$ fornisce per ogni nodo la caduta di tensione che si verifica dal nodo radice al nodo specificato.

Le due fasi vengono ripetute iterativamente, fino a quando la differenza tra le tensioni sul carico calcolate all’iterazione corrente e all’iterazione precedente diventa inferiore ad una tolleranza specificata, portando così alla convergenza. Si confronta quindi il valore della tolleranza impostato in precedenza con l’errore relativo di tensione calcolato nel seguente modo:

$$\max_{n=1, \dots, N} \left\{ \frac{|\bar{V}_n^{(k)} - \bar{V}_n^{(k-1)}|}{V_n^{(k)}} \right\} < \varepsilon$$

Il processo terminerà appena il massimo errore relativo sarà minore della tolleranza ε preimpostata. Per quanto riguarda lo studio della convergenza dell'algoritmo, si assume che tutti i carichi abbiano ammettenza costante, cosicché il processo iterativo diventa $\mathbf{v}^{(k)} = \mathbf{v}^{(0)} + \mathbf{B} \mathbf{v}^{(k-1)}$. Considerando il massimo autovalore assoluto della matrice \mathbf{B} , si ha convergenza se e solamente se l'autovalore è minore di uno. Poiché il massimo autovalore assoluto è sempre minore o uguale alla norma della matrice stessa, la condizione sufficiente per la convergenza è che la norma della matrice \mathbf{B} sia minore di uno.

2.3. BFS per reti trifase

Per l'analisi dei flussi di potenza della rete di distribuzione squilibrata si usa il modello trifase. Perciò, si implementa l'ambiente di calcolo utilizzando delle matrici che dispongano di tre colonne rappresentative delle tre fasi.

Si rappresenta il flow-chart del metodo BFS e si descrivono i passaggi analizzando le differenze con il metodo monofase.

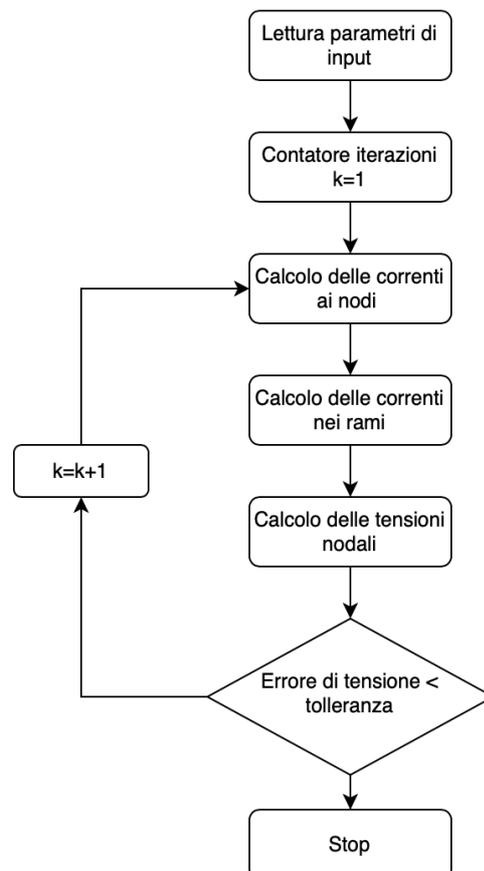


Figura 6: Flow chart del calcolo dei flussi di potenza

Si parte dalla lettura della matrice dell'impedenza di linea, costituita da impedenze di auto e mutua che sono ottenute dalle equazioni di Carson e dalla successiva riduzione di Kron calcolate a partire dal tipo di configurazione della rete. Come descritto in precedenza, queste matrici rappresentative della rete trifase devono essere composte da tre colonne, una per fase. Successivamente si calcola la corrente di carico che sarà calcolata a seconda della tipologia di nodo; in particolare si distinguono tre diverse condizioni:

- Impedenza assegnata
- Potenza assegnata
- Corrente assegnata

Per tutti e tre i tipi si considerano le due diverse connessioni dei carichi trifase, ossia a stella e a triangolo, ottenendo così la matrice delle correnti trifase a cui andranno a sommarsi i contributi di corrente dovuti alle componenti trasversali.

A differenza del caso monofase mostrato nel paragrafo precedente si otterrà una matrice nella quale si avranno sulle righe i nodi e sulle colonne le tre fasi:

$$\mathbf{I}_s = \begin{bmatrix} \bar{I}_{1s1} & \bar{I}_{2s1} & \bar{I}_{3s1} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \bar{I}_{1sN} & \bar{I}_{2sN} & \bar{I}_{3sN} \end{bmatrix}$$

Si completa il calcolo delle correnti, valutando le correnti nei rami per ciascuna fase. Per fare ciò si usa la seguente formula $\mathbf{I}_B = \mathbf{\Gamma}^T \mathbf{I}_s$ nella quale a differenza dell'equazione del caso monofase si ha che sia le correnti dei rami \mathbf{I}_B che le correnti dei carichi \mathbf{I}_s sono inserite in matrici e non più in vettori. Si procede alla fase *forward* come nel caso monofase, tenendo conto anche per le tensioni che non si lavorerà più con vettori ma con matrici, nello specifico la matrice delle tensioni nodali avrà sulle righe l'indicazione del numero di nodo e sulle colonne la fase del sistema:

$$\mathbf{V} = \begin{bmatrix} \bar{V}_{11} & \bar{V}_{21} & \bar{V}_{31} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \bar{V}_{1N} & \bar{V}_{2N} & \bar{V}_{3N} \end{bmatrix}$$

Per calcolare le tensioni nodali, si tiene conto che ogni ramo $b = 1, \dots, B$ è rappresentato da una matrice 3x3, indicata come \mathbf{Z}_{Bb} . Si procede quindi ramo per ramo, nel seguente modo, all'iterazione k :

- a) Identificazione dei nodi di partenza p_b e di arrivo a_b del ramo b ;
- b) Calcolo della tensione del nodo di arrivo del ramo b (vettore riga della matrice \mathbf{V}), per ogni ramo:

$$\left(\mathbf{v}_{a_b}^{(k)}\right)^T = \left(\mathbf{v}_{p_b}^{(k)}\right)^T - \left(\mathbf{z}_{Bb} \left(\mathbf{i}_b^{(k)}\right)^T\right)^T$$

Il ciclo di calcolo si conclude confrontando la matrice della tensione all'iterazione corrente rispetto a quella dell'iterazione precedente, tenendo conto che l'errore relativo sarà calcolato come il massimo della matrice delle tensioni sulle tre fasi:

$$\max_{f=1,2,3} \left\{ \max_{n=1,\dots,N} \left\{ \frac{|\bar{V}_{nf}^{(k)} - \bar{V}_{nf}^{(k-1)}|}{V_{nf}^{(k)}} \right\} \right\} < \varepsilon$$

2.4. Struttura delle reti di test a 2 nodi, 4 nodi e 13 nodi

Negli ultimi anni sono stati sviluppati numerosi programmi informatici digitali per l'analisi di reti di distribuzione trifase squilibrate. I programmi utilizzano un'ampia varietà di tecniche iterative che vanno da quelle molto semplici con molte ipotesi semplificative fatte per i modelli di linea e di carico a quelle molto sofisticate con poche o nessuna ipotesi semplificativa. Con così tanti programmi diversi disponibili, è necessario disporre di riferimenti in modo tale che i risultati dei vari programmi possano essere confrontati.

In questa prima parte vengono riportati i dati per le seguenti reti:

- Rete di Kersting a 2 nodi
- Rete di test IEEE a 4 nodi
- Rete di test IEEE a 13 nodi.

La prima rete che si vuole esaminare è la rete a due nodi presente nell'articolo di Kersting (Kersting, 2004). La struttura della rete analizzata è molto semplice poiché composta da due nodi, connessi tra di loro da una linea trifase caratterizzata dalle distanze riportate in Figura 7:

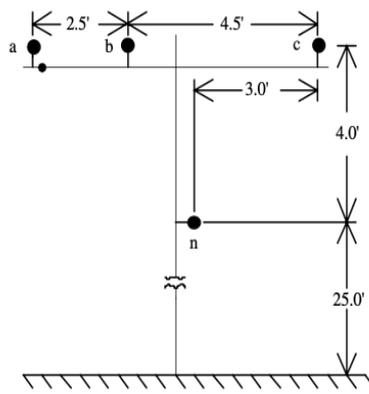


Figura 7: Distanze tra i conduttori della linea di distribuzione trifase

La linea è lunga tre miglia e opera a 12.47 kV alimentando un carico trifase squilibrato collegato a stella:

Tipo di carico	Fasi					
	a		b		c	
	S [kVA]	$\cos\varphi$	S [kVA]	$\cos\varphi$	S [kVA]	$\cos\varphi$
Squilibrato	1500	0.88	1000	0.95	2000	0.8

I carichi sono stati trattati come un'impedenza costante, per cui la matrice dell'impedenza di carico diventa la seguente:

$$\mathbf{Z}_{load} = \begin{bmatrix} 30.409 + j16.413 & 0 & 0 \\ 0 & 49.242 + j16.185 & 0 \\ 0 & 0 & 20.733 + j15.550 \end{bmatrix}$$

La seconda rete che si andrà ad analizzare è la rete a 4 nodi. Questa rete, presente nella documentazione IEEE 4 Node Test Feeder, è usata per verificare la capacità di un programma di rappresentare trasformatori con varie configurazioni, linee trifase complete e carichi squilibrati. In particolare, la rete è composta da un trasformatore e un carico, con linee di trasmissione aeree.

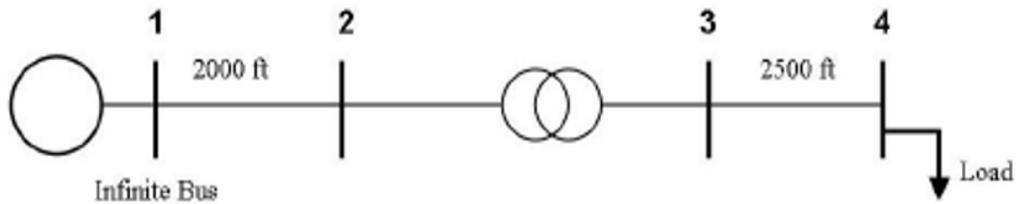


Figura 8: IEEE 4-node test feeder

Saranno valutate le tensioni e le correnti per due casi, in entrambi i casi i carichi sono definiti come carichi a potenza assegnata. Il primo caso sarà studiato con un carico equilibrato, mentre il secondo caso sarà ripetuto utilizzando un carico squilibrato. I dati dei due tipi di carico sono riportati nella seguente tabella:

Tipo di carico	Fasi					
	a		b		c	
	P [kW]	$\cos\varphi$	P [kW]	$\cos\varphi$	P [kW]	$\cos\varphi$
Equilibrato	1800	0.90	1800	0.90	1800	0.90
Squilibrato	1275	0.85	1800	0.90	2375	0.95

Tutte e due le linee trifase sono linee aeree a 3 fili più neutro e hanno la configurazione indicata nella Figura 9.

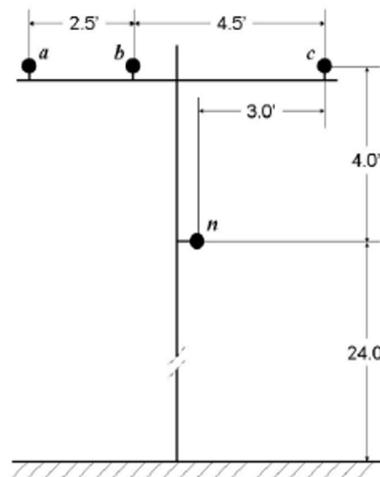


Figura 9: Configurazione dei poli IEEE 4-node test feeder

Tra il secondo e il terzo nodo è inserito un trasformatore abbassatore di tensione che ha le seguenti caratteristiche:

Taglia	6000 kVA
Tensione primaria	12.47 kV
Tensione secondaria	4.16 kV
Resistenza	1%
Reattanza	6%

La rete a 13 nodi viene invece utilizzata per analizzare le caratteristiche comuni dei software di analisi delle reti di distribuzione operanti a 4.16 kV ed è caratterizzata da un unico regolatore di tensione alla sottostazione, linee aeree e interrate, un trasformatore e nove carichi squilibrati. La struttura della rete a 13 nodi è mostrata nella Figura 10.

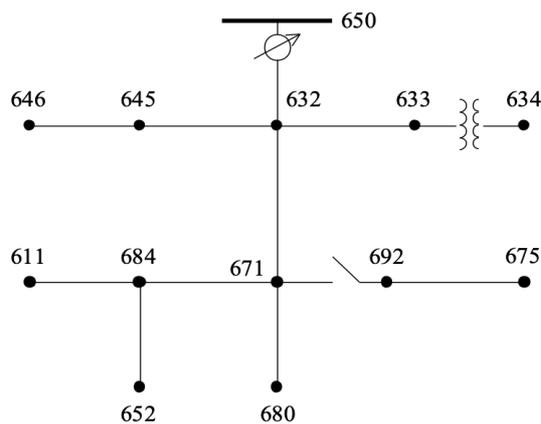


Figura 10: IEEE 13 Node Test Feeder

Come per le altre due reti vengono riportate le caratteristiche che vengono utilizzate per il calcolo delle impedenze. In particolare, vengono riportate le distanze tra i nodi (in *piedi*, ft) e il tipo di configurazione della linea.

Nodo A	Nodo B	Lunghezza (ft.)	Configurazione
632	645	500	603
632	633	500	602
633	634	0	XFM-1
645	646	300	603

650	632	2000	601
684	652	800	607
632	671	2000	601
671	684	300	604
671	680	1000	601
671	692	0	Switch
684	611	300	605
692	675	500	606

I carichi presenti nella struttura sono 9, rispettivamente con potenza, impedenza o corrente assegnata. Uno di questi carichi è di tipo distribuito, ed è localizzato tra il nodo 632 e il nodo 671. Si hanno inoltre due carichi di tipo capacitivo, rispettivamente nei nodi 675 e 611. Nella tabella seguente vengono riportati i dati di tutti i carichi, compresi quelli di tipo capacitivo.

Nodo	Carico	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3
		kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
692	D-I	0	0	0	0	170	151
611	Y-I	0	0	0	0	170	80
675	Y-PQ	0	-200	0	-200	0	-200
611	Y-PQ	0	0	0	0	0	-100
632-671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

Tra il nodo 633 e 634 è inserito un trasformatore abbassatore di tensione che ha le seguenti caratteristiche:

Taglia	500 kVA
--------	---------

Tensione primaria	4.16 kV
Tensione secondaria	0.48 kV
Resistenza	1.1%
Reattanza	2%

2.5. Analisi dei risultati

In questo paragrafo verranno riportati i risultati ottenuti grazie all'uso del software di calcolo Matlab ed in particolare, vengono analizzati i valori delle tensioni nodali e corrente nei rami. Per tutte e tre le configurazioni, la tolleranza impostata per l'uscita dall'algoritmo BFS è di 10^{-10} , inoltre i risultati sono analizzati con il modello monofase equivalente.

La prima rete di cui andremo ad esaminare i risultati è quella a due nodi e si valuteranno i valori delle tensioni e delle correnti utilizzando due metodi diversi:

- legge di Ohm;
- BFS trifase.

Si riportano i passaggi effettuati per il calcolo delle tensioni e delle correnti mediante la legge di Ohm, mentre per il metodo BFS trifase si fa riferimento alle formulazioni già analizzate in precedenza.

Si mostra la legge di Ohm matriciale per il circuito studiato:

$$[\mathbf{v}_{abc}]_{source} = (\mathbf{Z}_{abc} + \mathbf{Z}_{load}) \mathbf{i}_{abc}$$

Nella quale le impedenze \mathbf{Z}_{abc} e \mathbf{Z}_{load} rappresentano rispettivamente le impedenze della linea (ricavata tramite le equazioni di Carson e la riduzione di Kron) e l'impedenza di carico.

La tensione $[\mathbf{v}_{abc}]_{source}$ è la tensione del nodo di alimentazione che per le tre fasi della rete in esame è la seguente:

$$\begin{aligned}\bar{V}_a &= 1 * (\cos(0) + j\sin(0)) \\ \bar{V}_b &= 1 * \left(\cos\left(-\frac{2}{3}\pi\right) + j\sin\left(-\frac{2}{3}\pi\right) \right) \\ \bar{V}_c &= 1 * \left(\cos\left(\frac{2}{3}\pi\right) + j\sin\left(\frac{2}{3}\pi\right) \right)\end{aligned}$$

Si ricava quindi il valore della corrente che circola nei rami della rete come:

$$[\mathbf{i}_{abc}] = ([\mathbf{Z}_{abc}] + [\mathbf{Z}_{load}])^{-1} \cdot [\mathbf{v}_{abc}]_{source}$$

Infine, si completa il calcolo dei parametri elettrici, con il calcolo della tensione sul nodo di carico che si effettua nel seguente modo:

$$[\mathbf{v}_{abc}]_{load} = [\mathbf{Z}_{load}] \cdot [\mathbf{i}_{abc}]$$

Si riportano ora i risultati della tensione e della corrente, ricordando che i calcoli sono stati eseguiti con i due metodi analizzati.

$$[\mathbf{i}_{abc}] = \begin{bmatrix} 202.84/-32.0^\circ \\ 137.94/-193.1^\circ \\ 255.95/81.7^\circ \end{bmatrix} \text{ A}$$

$$[\mathbf{v}_{abc}]_{load} = \begin{bmatrix} 7009.24/-3.6^\circ \\ 7150.1/-120.9^\circ \\ 6633.3/118.6^\circ \end{bmatrix} \text{ V}$$

Si noti che a dispetto dei risultati ottenuti nell'articolo di Kersting la tensione nel secondo nodo nella quale è presente il carico presenta una differenza nel valore dell'angolo della prima fase. In particolare, si corregge il valore ottenuto da Kersting che è uguale a 3.6° e si ottiene invece -3.6° .

La rete a 4 nodi sarà analizzata con due carichi differenti:

- carico trifase equilibrato con potenza assegnata al nodo 4;
- carico trifase squilibrato con potenza assegnata al nodo 4.

Si partirà assegnando la tensione di alimentazione in p.u. come per la rete a 4 nodi. Nella seguente tabella vengono mostrate i risultati della tensione ai nodi utilizzando il carico equilibrato, ottenuti grazie al software di calcolo.

Nodi	Abs(Va) [V]	Degr(Va) [°]	Abs(Vb) [V]	Degr(Vb) [°]	Abs(Vc) [V]	Degr(Vc) [°]
1	7199.56	0.00	7199.56	-120.00	7199.56	120.00
2	7106.55	-0.34	7139.71	-120.34	7120.03	119.63

3	2247.41	-3.69	2268.50	-123.48	2255.85	116.39
4	1917.76	-9.07	1929.82	-126.80	1832.66	102.85

Si riportano i dati delle tensioni nodali nel caso in cui ci sia il carico squilibrato:

Nodi	Abs(Va) [V]	Degr(Va) [°]	Abs(Vb) [V]	Degr(Vb) [°]	Abs(Vc) [V]	Degr(Vc) [°]
1	7199.56	0.00	7199.56	-120.00	7199.56	120.00
2	7163.72	-0.14	7110.48	-120.18	7082.03	119.26
3	2305.49	-2.26	2254.65	-123.62	2202.81	114.79
4	2174.97	-4.12	1929.82	-126.80	1832.66	102.85

Il nodo denominato 1 è il nodo slack ed è definito dalle tensioni iniziali come se fosse un generatore ideale dell'elettrotecnica. È indispensabile per definire il riferimento delle fasi e per bilanciare la potenza attiva e reattiva. La necessità del riferimento è inoltre confermata dal fatto che nei bilanci di potenza nodali le fasi compaiono solo come differenze, sono definite cioè a meno di una costante arbitraria. Si noti inoltre l'effetto del trasformatore abbassatore di tensione sugli ultimi due nodi e le cadute di tensione dovute alle impedenze delle varie linee implementate nel software tramite l'uso del metodo di Carson.

Vengono adesso analizzati i risultati della corrente dei rami. In particolare, nella tabella vengono mostrati i dati delle correnti delle due linee aeree che connettono rispettivamente i nodi 1-2 e 3-4. Nella prima tabella vengono presentati i valori delle correnti ottenuti tramite software assumendo di avere il carico equilibrato.

Nodo di partenza	Nodo di arrivo	Abs(Ia) [A]	Degr(Ia) [°]	Abs(Ib) [A]	Degr(Ib) [°]	Abs(Ic) [A]	Degr(Ic) [°]
1	2	347.91	-34.92	323.68	-154.16	336.83	85.01
3	4	1042.88	-34.92	970.28	-154.16	1009.70	85.01

Nella seconda tabella invece, vengono mostrati i valori delle correnti ottenuti tramite software nel caso in cui in rete sia presente un carico squilibrato.

Nodo di partenza	Nodo di arrivo	Abs(Ia) [A]	Degr(Ia) [°]	Abs(Ib) [A]	Degr(Ib) [°]	Abs(Ic) [A]	Degr(Ic) [°]
1	2	230.07	-35.91	345.73	-152.64	455.07	84.65
3	4	689.66	-35.91	1036.36	-152.64	1364.13	84.65

Per studiare la rete a 13 nodi si è considerato il carico distribuito tra il nodo 632 e il 672 con un nodo fittizio denominato nodo 999. Si mostra di seguito l'analisi di un generico carico fittizio, per dimostrare come si è calcolato il valore delle tensioni e correnti su questi due nodi.

Si rappresenta la dorsale di lunghezza l e di corrente totale I_t nella Figura 11:

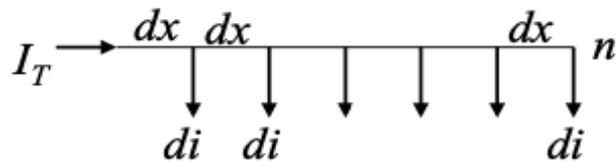


Figura 11: Dorsale con carico distribuito

Le ipotesi per questa dimostrazione sono le seguenti:

- n carichi, $dx = \frac{l}{n}$, $di = \frac{I_t}{n}$;
- impedenza $Z=zl$;
- Fattore di potenza uguale per ogni corrente

L'obiettivo è la rappresentazione di un carico concentrato equivalente, si dimostra come devono essere suddivise le potenze e a quale distanza si inserisce il carico. Il criterio per studiare i carichi distribuiti è che le perdite totali e le cadute di tensione totali non si modifichino quando si utilizza il carico concentrato equivalente. Il modello esatto per tutti i carichi a due carichi concentrati è quello mostrato in Figura 12.

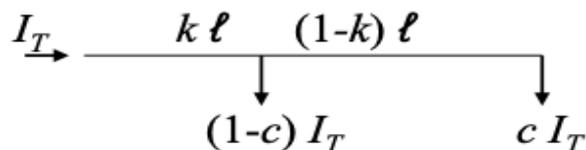


Figura 12: Modello esatto carichi concentrati

I coefficienti c e k sono ottenuti considerando che:

$$\Delta V_{TOT} = Re \left[\frac{1}{2} Z I_T \right] = Re [k Z I_T + (1 - k) Z c I_T] \rightarrow \frac{1}{2} = k + (1 - k)c \rightarrow k = \frac{\frac{1}{2} - c}{1 - c}$$

$$\Delta P_{TOT} = 3 \left[\frac{R}{3} |I_T|^2 \right] = 3 [k R |I_T|^2 + (1 - k) R |c I_T|^2] \rightarrow \frac{1}{3} = k + (1 - k)c^2 = k(1 - c^2) + c^2$$

Dopo aver sostituito l'espressione di k nella seconda equazione, si ottengono $c = \frac{1}{3}$ e $k = \frac{1}{4}$. Si può quindi completare il modello con le distanze e le correnti equivalenti.

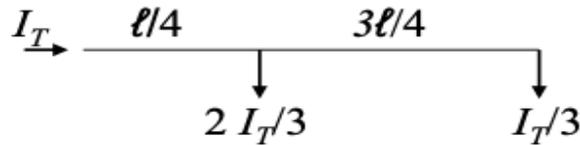


Figura 13: Modello esatto carico concentrato

Si applicano quindi questi risultati nel caso della rete a 13 nodi e si ottengono i seguenti risultati:

Nodo di partenza	Nodo di arrivo	Lunghezza [ft]
632	999	500
999	671	1500

Nodo	Carico	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3
	Modello	kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
632	Y-PQ	17	10	66	38	117	68
999	Y-PQ	11.33	6.66	44	25.33	78	45.33
671	Y-PQ	5.66	3.33	22	12.66	39	22.66

Prima di mettere in evidenza i risultati è importante sottolineare che si è utilizzato una terna di tensioni iniziali sfasate tra loro di 120 gradi ma con valori in modulo diversi tra loro, come riportato nella tabella dei risultati delle tensioni nel nodo slack.

Si mostrano nella seguente tabella i valori delle tensioni ai nodi riportati in p.u.

Nodo	Abs(Va) [p.u.]	Degr(Va) [°]	Abs(Vb) [p.u.]	Degr(Vb) [°]	Abs(Vc) [p.u.]	Degr(Vc) [°]
650 (slack)	1.0625	0.00	1.0500	-120.00	1.0687	120.00
632	1.0210	-2.49	1.0420	-121.72	1.0175	117.83
633	1.0180	-2.55	1.0401	-121.77	1.0148	117.82
634	0.9940	-3.23	1.0218	-122.22	0.9960	117.35
645	1.0210	-2.49	1.0328	-121.90	1.0155	117.86
646	1.0210	-2.49	1.0311	-121.98	1.0134	117.90
999	1.0133	-3.17	1.0443	-121.88	1.0068	117.35
671	0.9900	-5.30	1.0529	-122.34	0.9778	116.03
680	0.9900	-5.30	1.0529	-122.34	0.9778	116.03
684	0.9881	-5.32	1.0529	-122.34	0.9758	115.92
611	0.9881	-5.32	1.0529	-122.34	0.9738	115.78
652	0.9825	-5.24	1.0529	-122.34	0.9758	115.92
692	0.9900	-5.30	1.0529	-122.34	0.9778	116.03
675	0.9835	-5.55	1.0553	-122.52	0.9759	116.04

Si presentano infine i risultati della corrente, mettendo in evidenza i nodi di partenza e di arrivo, in modo tale da comprendere più facilmente i valori delle correnti nelle varie linee:

Nodo di partenza	Nodo di arrivo	Abs(Ia) [A]	Degr(Ia) [°]	Abs(Ib) [A]	Degr(Ib) [°]	Abs(Ic) [A]	Degr(Ic) [°]
650	632	558.37	-28.57	414.85	-140.91	586.52	93.60
632	633	81.33	-37.74	61.12	-159.09	62.70	80.48
632	645	0.00	0.00	143.02	-142.66	65.21	57.83
632	999	478.26	-27.02	215.10	-134.65	475.44	99.92
633	634	704.83	-37.74	529.74	-159.09	543.43	80.48
645	646	0.00	0.00	65.21	-122.17	65.21	57.83
999	671	472.90	-26.94	195.85	-132.91	439.13	100.99
671	680	0.02	90.68	0.02	-40.94	0.0015	-150.49
671	684	63.066	-39.12	0.00	0.00	71.15	121.62
671	692	229.09	-18.16	69.61	-55.19	178.36	109.41
684	611	0.00	0.00	0.00	0.00	71.15	121.62
684	652	63.07	-39.13	0.00	0.00	0.00	0.00
692	675	205.32	-5.13	69.59	-55.19	124.06	111.80

3. Analisi della potenza persa

3.1. Calcolo delle perdite

Per quanto riguarda lo studio delle perdite, si deve prima analizzare la suddivisione degli enti che hanno il compito far arrivare l'energia elettrica alle utenze. In particolare, da quando è stato emanato il Decreto Bersani del 2001, ovvero Decreto di Liberalizzazione del mercato elettrico, non si ha più un sistema verticalmente integrato, in cui una compagnia elettrica gestisce tutte le attività della filiera elettrica (produzione, trasmissione, distribuzione e vendita) e quindi il costo delle perdite viene inserito tra i costi di produzione e non è necessario determinare esplicitamente le perdite, ma si ha un sistema detto liberalizzato, nella quale è importante identificare esplicitamente ogni voce di costo. Nel sistema di distribuzione, le perdite totali vengono calcolate come differenza tra l'energia fornita dalla stazione AT/MT e l'energia misurata nei punti di prelievo (considerando la DG come carico negativo).

Le perdite possono essere di due tipi:

- tecnico: perdite nei circuiti durante il funzionamento normale, valutate dopo aver calcolato i flussi di potenza, nell'ipotesi che i parametri del sistema, i carichi e la generazione siano noti senza incertezza.
- non tecnico (Non-Technical Losses, NTL): possono dipendere da errori di misura, guasti di isolamento o frodi, difficili da identificare.

I concetti di base per il calcolo delle perdite in un sistema squilibrato trifase sono i seguenti:

- 1) In presenza di un circuito di ritorno non ideale, il calcolo della perdita di potenza come la corrente di fase al quadrato per la resistenza di fase non fornisce l'attuale perdita di potenza nelle fasi.
- 2) La reale perdita di potenza non dovrebbe essere calcolata usando la corrente di fase al quadrato per la resistenza di fase.
- 3) Le perdite di potenza reali di un segmento di linea devono essere calcolate come la differenza (per fase) della potenza in ingresso in un segmento di linea meno la potenza in uscita del segmento di linea.
- 4) È possibile avere una perdita di potenza negativa su una fase poco caricata rispetto alle altre due fasi.

Per il calcolo delle perdite di linea nelle reti di riferimento analizzate, si è usata la seguente formula:

$$P_{loss_{abc}} = (\mathbf{v}_{abc_{in}} - \mathbf{v}_{abc_{out}}) \otimes \mathbf{i}_{abc}^*$$

nella quale $\mathbf{v}_{abc_{in}}$ e $\mathbf{v}_{abc_{out}}$ rappresentano la differenza tra le tensioni del nodo di partenza e di arrivo della linea di cui si vogliono calcolare le perdite. Il simbolo \otimes presente nell'equazione è il simbolo di prodotto vettoriale componente per componente, infine \mathbf{i}_{abc}^* è il complesso coniugato della corrente del ramo analizzato. Alla fine del ciclo di calcolo si avrà quindi una matrice \mathbf{P}_{loss} che avrà sulle colonne il numero delle fasi e sulle righe il numero del nodo corrispondente.

Si mostrano quindi i risultati ottenuti per le reti studiate, mettendo in evidenza il nodo di arrivo della linea sulla quale si sono calcolate le perdite.

La prima rete di cui si vogliono analizzare i risultati della potenza persa è quella a due nodi:

Perdite nei rami [kW]				
Nodo di arrivo	Fase 1	Fase 2	Fase 3	Totale
2	-12.55	1.46	87.9	76.809

Vengono riportati i valori della potenza persa sulla linea della rete a quattro nodi espressi in kW

Perdite nei rami [kW]				
Nodo di arrivo	Fase 1	Fase 2	Fase 3	Totale
2	4.32	21.67	19.92	45.91
3	13.72	30.98	53.67	98.37
4	48.53	254.38	223.72	515.63
Totale	66.57	296.04	396.36	659.91

Si mostrano infine i valori di potenza persa della rete a tredici nodi nella seguente tabella:

Perdite nei rami [kW]				
Nodo di arrivo	Fase A	Fase B	Fase C	Totale
632	21.52	-3.25	41.44	59.70
633	0.35	0.15	0.31	0.808
634	2.52	1.42	1.50	5.44
645	0.00	2.54	0.22	2.76

645	0.00	0.27	0.27	0.54
999	2.37	-1.46	8.65	9.56
671	8.13	-4.75	22.87	26.25
680	0.00	0.00	0.00	0.00
684	0.21	0.00	0.37	0.58
611	0.00	0.00	0.38	0.38
652	0.81	0.00	0.00	0.81
692	0.00	0.00	0.00	0.00
675	3.22	0.34	0.57	4.13
Totale	39.13	-4.73	76.58	110.98

Nella rete a 13 nodi, come in quella a 2 nodi, si nota che alcuni valori sono negativi e quindi si comprende che questi valori non sono rappresentativi della potenza fisicamente persa in rete. I valori che identificano le perdite di linea sono quelli mostrati nella quinta colonna, nella quale non si hanno valori negativi in quanto calcolati come somma dei valori delle tre fasi.

3.2. Calcolo delle correnti di neutro e di ritorno

Le reti di distribuzione sono intrinsecamente squilibrate, in quanto le utenze sono per lo più monofase e quindi si dividono le tre fasi per utenze differenti, inoltre le linee non vengono trasposte. L'analisi delle condizioni operative per una rete di distribuzione deve modellare i segmenti di linea nel modo più accurato possibile. L'applicazione delle equazioni di Carson modificate consente un modello molto accurato del segmento di linea e fornisce un mezzo per calcolare la corrente che scorre nel conduttore di neutro e in quello di ritorno.

Per il calcolo delle correnti tenendo conto di tutti i conduttori in gioco si seguiranno i seguenti passaggi:

1. Calcolo della matrice "impedenza primitiva" utilizzando le equazioni di Carson modificate;
2. Si determinano le correnti di fase che scorrono nella linea.
3. Utilizzo del metodo di Kron che riduce la matrice "impedenza primitiva" fino alla "matrice impedenza di fase", in questo processo si definisce la "matrice di trasformazione della corrente di neutro" come nella seguente equazione, riferita a un singolo ramo:

$$0 = \mathbf{z}_{nj}^T \mathbf{i}_{abc} + \bar{z}_{nn} \bar{I}_n$$

4. Con le correnti di linea note, si calcola la corrente del neutro:

$$\bar{I}_n = -(\bar{Z}_{nn})^{-1} \mathbf{z}_{nj}^T \mathbf{i}_{abc}$$

5. Si calcola infine la corrente di ritorno come mostrato di seguito:

$$\bar{I}_d = -(\bar{I}_a + \bar{I}_b + \bar{I}_c + \bar{I}_n)$$

3.3. Calcolo della potenza persa separando i conduttori

La reale perdita di potenza di un segmento di linea può essere calcolata, come:

$$\mathbf{P}_{\text{loss}_{abc}} = \mathbf{P}_{\text{abc}_{in}} - \mathbf{P}_{\text{abc}_{out}}$$

Non è insolito che una delle perdite di potenza di fase sia negativa in una linea che trasporta correnti squilibrate, tipicamente la fase meno carica mostrerà un valore di potenza persa negativa. Anche con quello che sembra essere un problema, la perdita di potenza trifase totale viene calcolata correttamente come la somma delle tre singole perdite di potenza di fase anche se una di esse è negativa.

La potenza dissipata totale trifase della linea è quindi data da:

$$P_{\text{loss}_{\text{total}}} = P_{\text{loss}_a} + P_{\text{loss}_b} + P_{\text{loss}_c}$$

Calcolando le perdite di potenza in questo modo, vengono inclusi l'effetto delle perdite di potenza delle fasi di neutro e di ritorno. Tuttavia, è fondamentale comprendere che la perdita di potenza nelle fasi non può essere calcolata come la resistenza di fase moltiplicata per la corrente al quadrato. Tale processo fornirà solo la perdita di potenza nei conduttori di fase e ignorerà la perdita di potenza nel neutro e nella fase di ritorno.

Per determinare le perdite di potenza nel neutro e nel ritorno, devono essere calcolate le correnti del neutro e del ritorno. Fatto ciò, le perdite di potenza appropriate sono calcolate come:

$$P_{\text{loss}_{\text{neutral}}} = R_{\text{neutral}} |I_n|^2$$

$$P_{\text{loss}_d} = 0.0953 \cdot \text{lunghezza} \cdot |I_d|^2$$

nella quale 0.0953 è il valore della resistenza di terra.

Le perdite di potenza nelle singole fasi possono essere quindi calcolate:

$$P_{\text{loss}_a} = R_a |I_a|^2$$

$$P_{\text{loss}_b} = R_b |I_b|^2$$

$$P_{\text{loss}_c} = R_c |I_c|^2$$

La perdita di potenza trifase totale usando questo approccio è dato da:

$$P_{\text{loss}_{\text{total}}} = P_{\text{loss}_a} + P_{\text{loss}_b} + P_{\text{loss}_c} + P_{\text{loss}_{\text{neutral}}} + P_{\text{loss}_d}$$

La perdita di potenza totale calcolata dalle equazioni due equazioni risulterà essere la stessa, come sarà dimostrato nelle reti analizzate nel paragrafo successivo.

In realtà la tecnica mostrata dà luogo ad un paradosso trattato nell'articolo *Loss Partitioning and Loss Allocation in Three-Phase Radial Distribution Systems With Distributed Generation*, di *Enrico Carpaneto, Gianfranco Chicco, and Jean Sumaili Akilimali*, nella quale si evince che con il metodo classico si ottengono risultati corretti solo ai fini del calcolo delle perdite complessive per ogni ramo del sistema di distribuzione. Questo paradosso dipende dall'uso delle componenti della matrice di impedenza (o della differenza di fase tra la potenza del complesso di ingresso e di uscita) per ripartire le perdite di potenza di ramo tra le correnti di fase.

In particolare, il metodo classico origina un termine di perdita negativo in una fase e un termine positivo in un'altra anche superiore alle perdite totali, mentre nella tecnica di ripartizione delle perdite proposta i termini positivi sono sempre inferiori alle perdite totali.

Si mostrano quindi la formulazione usata per il calcolo della corrente di neutro, della corrente di ritorno e delle perdite associate ad esse:

Per quanto riguarda la corrente di neutro, si definisce

$$\mathbf{z}_{nt}^T = -(\bar{\mathbf{z}}_{nn})^{-1} \mathbf{z}_{nj}^T$$

per cui

$$\bar{I}_n = \mathbf{z}_{nt}^T \mathbf{i}_{abc}$$

si aggiunge un'ulteriore componente denominata \bar{I}_{np} calcolata nel seguente modo:

$$\mathbf{i}_{np} = \mathbf{z}_{nt} \otimes \mathbf{i}_{abc}$$

Si calcola quindi anche per la corrente di ritorno un'ulteriore componente ottenuta mediante \mathbf{i}_{np} che viene denominata \mathbf{i}_{nd} :

$$\mathbf{i}_{nd} = -(\mathbf{i}_{abc} + \mathbf{i}_{np})$$

Le perdite associate alla corrente di neutro e a quella di ritorno saranno quindi calcolate come segue:

$$P_d = \Re\{(\mathbf{i}_{nd} \otimes \mathbf{i}_d^*) \cdot 0.0953 \cdot \text{lunghezza}\}$$

$$P_n = \Re\{(\mathbf{i}_{np} \otimes \mathbf{i}_n^*) \cdot R_{\text{neutral}}\}$$

La tecnica proposta prevede il corretto partizionamento delle perdite di potenza tra le tre correnti di fase del sistema evitando il paradosso del partizionamento delle perdite che è associato alla presenza di una corrente diversa da zero nel conduttore di neutro e nel terreno.

3.4. Risultati della potenza persa con la separazione dei conduttori

Si presentano i risultati ottenuti nelle reti a 2 e a 4 nodi, mostrando per la rete a 4 nodi i valori di potenza persa con i valori di carico rilevati dalla documentazione IEEE.

I valori per la rete a due nodi che si sono ottenuti vengono mostrati nella tabella seguente, denominando le colonne come fasi in modo tale da comprendere meglio il calcolo delle potenze perse ottenuto mediante l'utilizzo di matrici:

	Fase1	Fase2	Fase3	Totale [kW]
Ploss _{abc} [kW]	22.946	10.612	36.536	70.094
Pd [kW]	1.318	-1.542	1.637	1.4138
Pn [kW]	3.84	-6.046	7.508	5.3018
Totale [kW]	28.104	3.024	45.681	76.809

Come nel calcolo fatto in precedenza si ottiene 76.809 kW a conferma dell'articolo pubblicato da Kersting.

Vengono riportati i calcoli della potenza persa per la rete a 4 nodi per tutte le linee ad eccezione di quella rappresentata dal trasformatore:

Linea compresa tra il nodo 1 e il nodo 2				
	Fase1	Fase2	Fase3	Totale [kW]
Ploss _{abc} [kW]	6.135	13.855	24.004	43.944
Pd [kW]	-0.434	-0.0412	0.867	0.329
Pn [kW]	-1.736	-0.112	3.114	1.521
Totale [kW]	3.965	13.702	27.985	45.908

Linea compresa tra il nodo 3 e il nodo 4				
	Fase1	Fase2	Fase3	Totale [kW]
Ploss _{abc} [kW]	68.913	155.616	269.614	494.144
Pd [kW]	-4.873	-0.463	9.746	4.409
Pn [kW]	-19.497	-1.258	35.32	17.081
Totale [kW]	44.543	153.895	314.68	515.634

4. Profili di carico

4.1. Generalità sui profili di carico

I profili di carico rappresentano l'evoluzione temporale della potenza (attiva e reattiva) ottenuta da specifiche misure. In particolare, è importante utilizzare i profili di carico per modellizzare gli assorbimenti di energia delle utenze, da cui si possono fare diverse valutazioni che possono essere di tipo strutturale o di tipo economico. La potenza è una variabile istantanea, per cui le misurazioni dell'energia devono essere in intervalli di tempo predefiniti ad esempio 1 minuto, 15 minuti, o 1 ora. Inoltre è utile memorizzare il massimo valore della potenza misurata nel periodo di analisi per costruire profili di carico confrontabili tra loro.

Per realizzare quindi un profilo di carico è necessaria la misura della potenza media a intervalli di tempo specificati, la misura dell'energia che si ha ad ogni intervallo di tempo viene utilizzata per calcolare la potenza media dividendo l'energia per la durata dell'intervallo di tempo. La potenza media ottenuta viene assunta come potenza costante durante l'intervallo di tempo a cui si fa riferimento. Una frequenza di campionamento ridotta consente una migliore approssimazione al tempo reale dell'evoluzione della richiesta di potenza istantanea del carico.

Per ulteriori considerazioni sulle variazioni della potenza sui carichi si utilizza la *load duration curve* (LDC) che è costruita a partire dal profilo di carico e rappresenta, per ogni valore di potenza, la durata totale per la quale il valore di potenza è stato raggiunto o superato. La durata viene considerata nulla per qualsiasi potenza che superi il carico di picco, mentre il carico minimo ha una durata pari all'intero periodo.

Per valutare i profili di carico, si distinguono diverse categorie basate sull'impiego dell'energia. I carichi modellizzati nelle reti a 4 e a 13 nodi sono di tre tipi:

- Utenti residenziali
- Utenti industriali
- Utenti del settore terziario

Ogni utente può presentare uno schema di carico variabile, a seconda del tipo di utilizzo dell'energia. In molti casi il sistema di distribuzione non rifornisce singolarmente ogni utenza, ma fornisce un carico aggregato. Quindi, ogni aggregato è l'insieme di N carichi con caratteristiche simili. Per una zona residenziale il consumo può variare in funzione del numero di persone in famiglia, dell'attività delle persone e del loro stile di vita; infatti, la caratterizzazione del consumo residenziale tenendo conto del possibile andamento di carico degli apparecchi elettrici richiederebbe un'analisi statistica

basata sui vari aspetti che incidono sul consumo di energia in famiglia. Fortunatamente, il comportamento del carico aggregato per un numero significativo di clienti residenziali (es. 20-100) collegati alla stessa linea o sottostazione possono essere previste in modo relativamente semplice, poiché il diverso comportamento dei singoli utenti (famiglie) porta ad un'evoluzione complessiva giornaliera del carico totale con alcune regolarità, mentre tracciare schemi di carico per il singolo cliente, in particolar modo per utenti residenziali è difficile, a causa di:

- elevata dipendenza da aspetti non elettrici (composizione familiare, età, stile di vita...);
- uso irregolare degli apparecchi;
- presenza di picchi di schema di carico di breve durata, dipendenti principalmente da pochi elettrodomestici ad alta potenza.

Altri utenti, come grandi utenze industriali e terziario vengono forniti singolarmente, perciò si può anche definire il profilo di carico per singole utenze. La rappresentazione dettagliata dei modelli di carico è una questione chiave per affrontare gli studi sui mercati dell'elettricità e sulla generazione distribuita.

Si rivolge quindi l'interesse sull'aggregazione dei modelli di carico dei clienti residenziali e ci si chiede quindi come l'incertezza del modello di carico dipende dal numero di clienti. Si mostrano in Figura 14 tipici schemi di carico con singolo utente residenziale, caratterizzato da grandi picchi di consumo in tempi poco prevedibili e l'aggregazione di carichi residenziali nella quale l'andamento presenta delle regolarità.

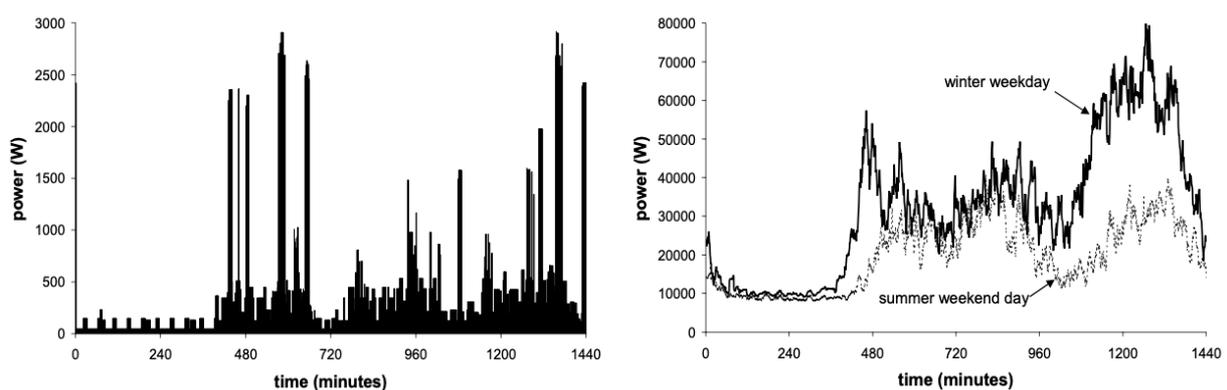


Figura 14: Profili di carico residenziale, singolo utente e aggregato (G. Chicco 2021)

I relativi intervalli di variazione dipendono quindi fortemente dal numero di clienti ed un numero basso di clienti è correlato a maggiori incertezze nei profili di carico.

Si valuta inoltre l'incertezza del profilo di carico analizzando l'evoluzione della deviazione standard rispetto al tempo e al numero delle utenze rappresentando le deviazioni standard in percentuale nella Figura 15. I valori più bassi rappresentano i consumi più facilmente prevedibili, e si verificano durante le ore notturne (basso consumo) e durante la sera (alto consumo).

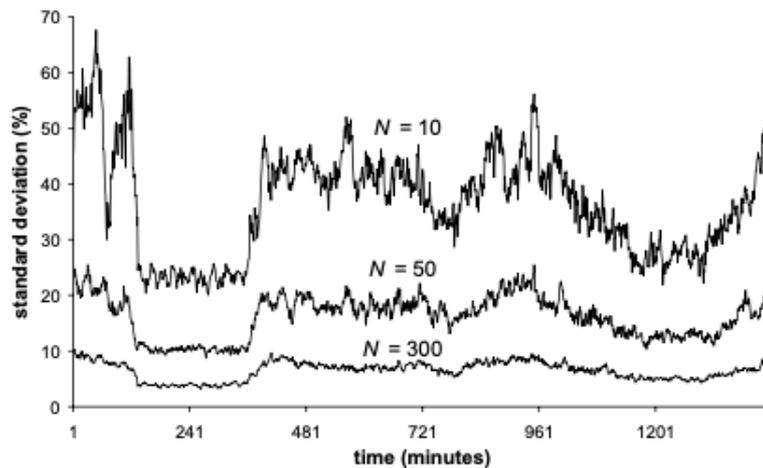


Figura 15: Deviazioni standard in base al numero di utenti (G. Chicco 2021)

Vengono descritte le caratteristiche dei tre tipi di utenza utilizzati nelle reti a 4 e a 13 nodi, le utenze residenziali sono caratterizzate da schemi di carico con un funzionamento ciclico (intermittente) e maggiori consumi durante la giornata e molto inferiori (ma diversi da zero) di notte. Gli schemi tipici delle utenze industriali sono invece caratterizzati da due picchi dovuti all'attività lavorativa mattutina e pomeridiana e alla pausa pranzo, mentre la richiesta di energia durante la notte risulta molto inferiore (eccetto utenze industriali sempre attive). Le utenze del terziario possono essere divise in:

- medio-piccole (es. piccole attività commerciali e uffici) con profilo di carico simile a quello industriale.
- grandi utenze terziarie (es. centri commerciali e grandi uffici) caratterizzate da un unico picco diurno dovuto al perdurare del periodo lavorativo e domanda non trascurabile nelle ore notturne, con servizi in esercizio continuo (es. frigoriferi e illuminazione).

Si mostra nella Figura 16 il profilo di carico rappresentativi di un'utenza residenziale in termini di potenza attiva e reattiva in kW e in kvar:

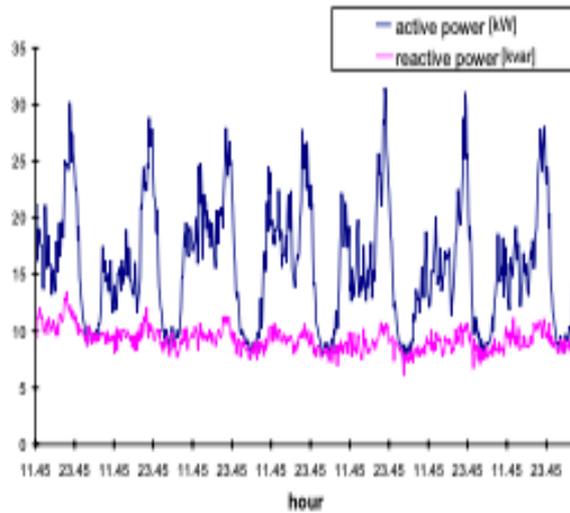


Figura 16: Andamento di carico residenziale (G. Chicco 2021)

Nella Figura 17 si riporta un andamento tipico di un'utenza industriale, rappresentato con i valori di potenza attiva e reattiva in kW e in kvar:

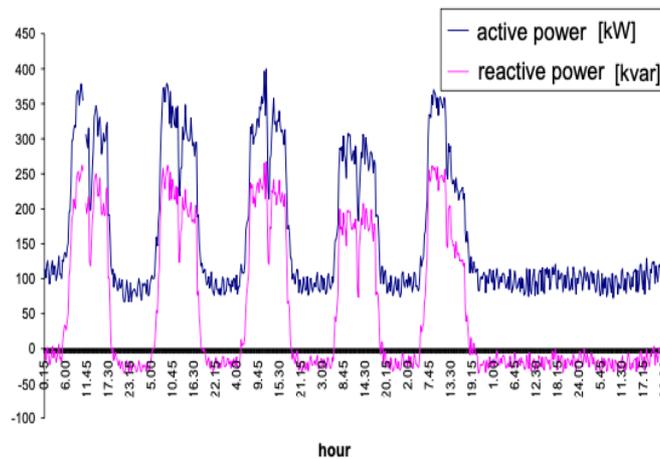


Figura 17: Andamento di un carico industriale (G. Chicco 2021)

Infine, nella Figura 18 si presenta l'andamento caratteristico di un carico di tipo terziario, sempre con i valori della potenza attiva e reattiva in kW e in kvar

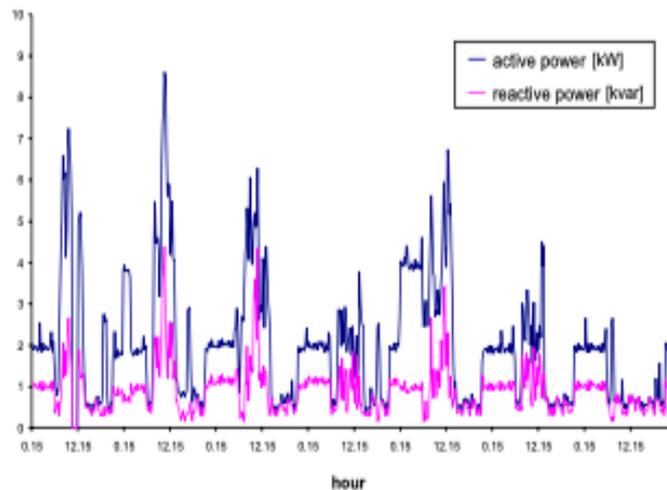


Figura 18: Andamento di un carico terziario (G. Chicco 2021)

La conoscenza dell'evoluzione del carico elettrico è essenziale per la definizione delle tariffe temporariabili. Dall'analisi dettagliata effettuata su specifiche categorie di carico, vengono estratti gli schemi di carico rappresentativi delle aggregazioni di carico (profili di carico). I profili di carico sono inoltre utilizzati per prevedere l'evoluzione dei consumi a livello di cabina AT/MT o MT/BT e vengono normalizzati rispetto al picco dello schema di carico, per facilitarne l'utilizzo con diverse aggregazioni. Queste informazioni consentono di identificare criticità e periodicità (settimanale, mensile o stagionale) delle oscillazioni dei consumi.

4.2. Carichi nelle reti a tredici e a quattro nodi

Avvalendosi dell'ambiente di calcolo Matlab si è implementata la simulazione inserendo la variabile temporale; in particolare, si è scelto di studiare gli andamenti di carico in una singola giornata con intervalli di tempo orari. Per la rete a 4 nodi si analizza un carico di tipo industriale come mostrato in Figura 19.

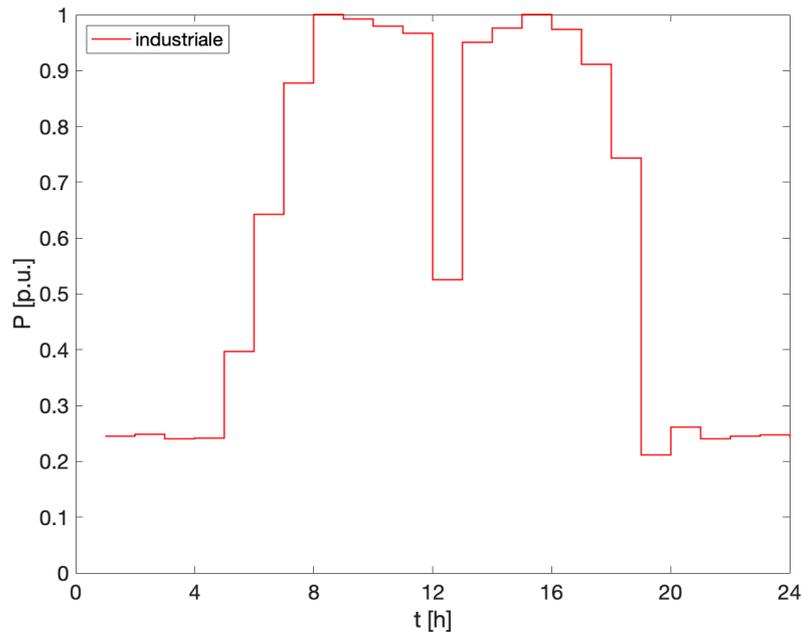


Figura 19: Profilo di carico rete a 4 nodi

Per la rete a 13 nodi si esaminano gli andamenti per le seguenti utenze: industriale, residenziale, terziario e fotovoltaico.

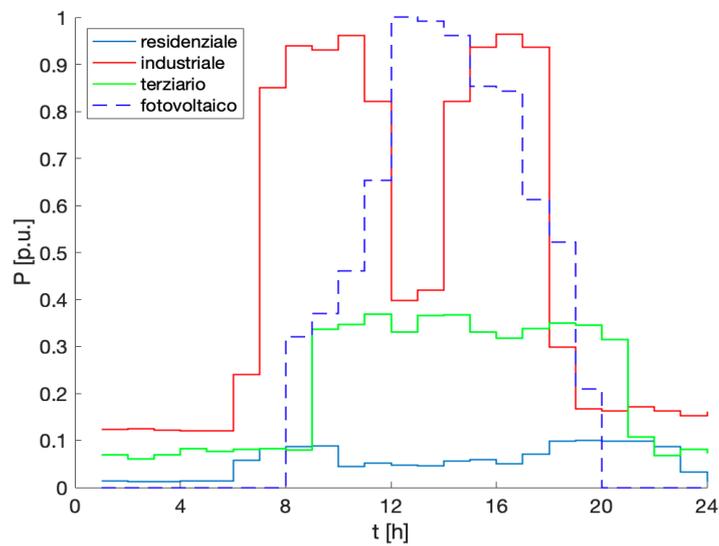


Figura 20: Profili di carico rete a 13 nodi

I nodi in cui sono stati inseriti queste tipologie di carico sono i nodi a potenza assegnata:

Nodo	Tipologia di nodo	Tipi di carico
634	Carico a stella Potenza assegnata	Residenziale, Industriale e Terziario

645	Carico a stella Potenza assegnata	Terziario
671	Carico a triangolo Potenza assegnata	Industriale
675	Carico a stella Potenza assegnata	Industriale
999	Carico a stella Potenza assegnata	Residenziale e fotovoltaico
671	Carico a stella Potenza assegnata	Residenziale

Si implementa quindi il BFS, in modo tale da valutare istante per istante i valori delle tensioni e delle correnti nei nodi. Per aggiornare il programma in modo da poter analizzare i parametri elettrici ora per ora si utilizzano delle matrici tridimensionali, nella quale è possibile salvare il valore della tensione e della corrente.

Si riportano rispettivamente gli andamenti della tensione e della corrente per le tre fasi in ogni nodo con intervalli orari della rete a quattro nodi. I risultati delle tensioni sono in p.u. mentre per le correnti sono in ampere.

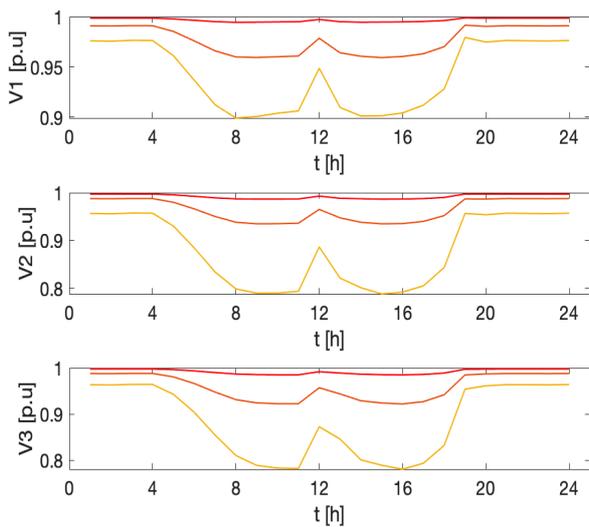


Figura 21: Andamento delle tensioni

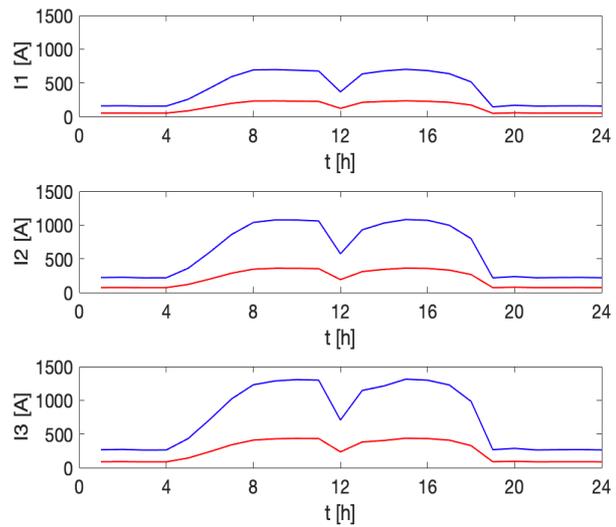


Figura 22: Andamento delle correnti

Nello stesso modo si è calcolato il valore delle tensioni e delle correnti per la rete a tredici nodi, in modo tale da riportare una fotografia oraria che consente l'analisi grafica dei parametri elettrici in tutti i nodi di cui si mostrano i grafici qualitativi delle tensioni e delle correnti in p.u.

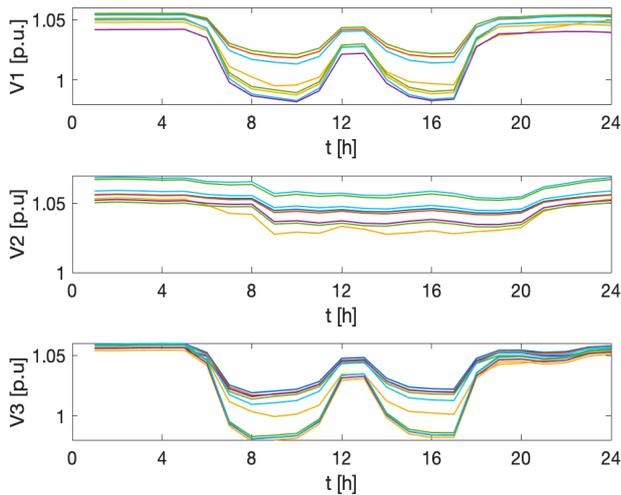


Figura 23: Andamento delle tensioni

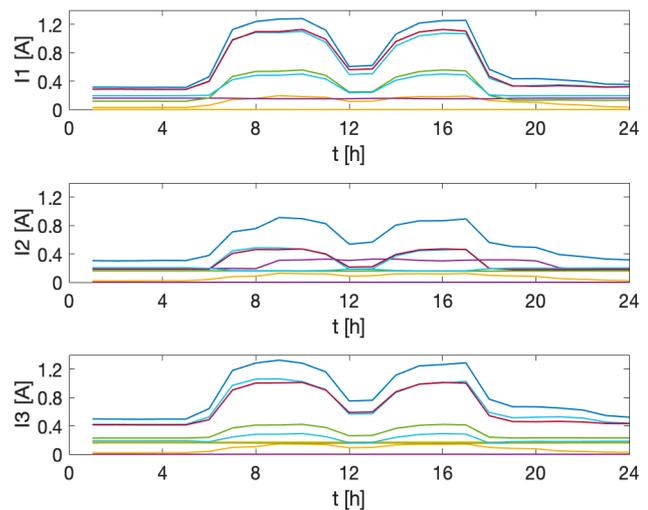


Figura 24: Andamento delle correnti

Si noti che gli unici nodi che hanno una variazione temporale delle correnti e delle tensioni sono quelli a potenza assegnata, in quanto i nodi a impedenza assegnata e a corrente assegnata possono essere considerati con valori di tensione e corrente costanti nel tempo.

5. Trasformatore variatore di carico

Nel tentativo di ottenere una regolazione di tensione economica e che rispetti i requisiti richiesti dalla rete, si sono sviluppati dei metodi in grado di modificare il rapporto spire dei trasformatori di grande potenza senza dover interrompere il carico, questa soluzione tecnica è classicamente utilizzata nei trasformatori che collegano la rete ad Alta Tensione (AT) alla rete MT. Il collegamento tradizionale tra reti MT e BT consiste nell'utilizzo di trasformatori MT/BT con commutatori a vuoto, in cui la posizione delle prese deve essere scelta a priori per garantire un ragionevole profilo di tensione nella rete BT.

Il trasformatore che analizzeremo è un trasformatore MT/BT ed è installato nella cabina secondaria, nella quale oltre al trasformatore abbassatore di tensione si avranno i componenti per la protezione della linea di arrivo, di partenza e del trasformatore. Per comprendere meglio la struttura di una cabina secondaria si descrive un semplice schema di cabina mostrato in Figura 25.

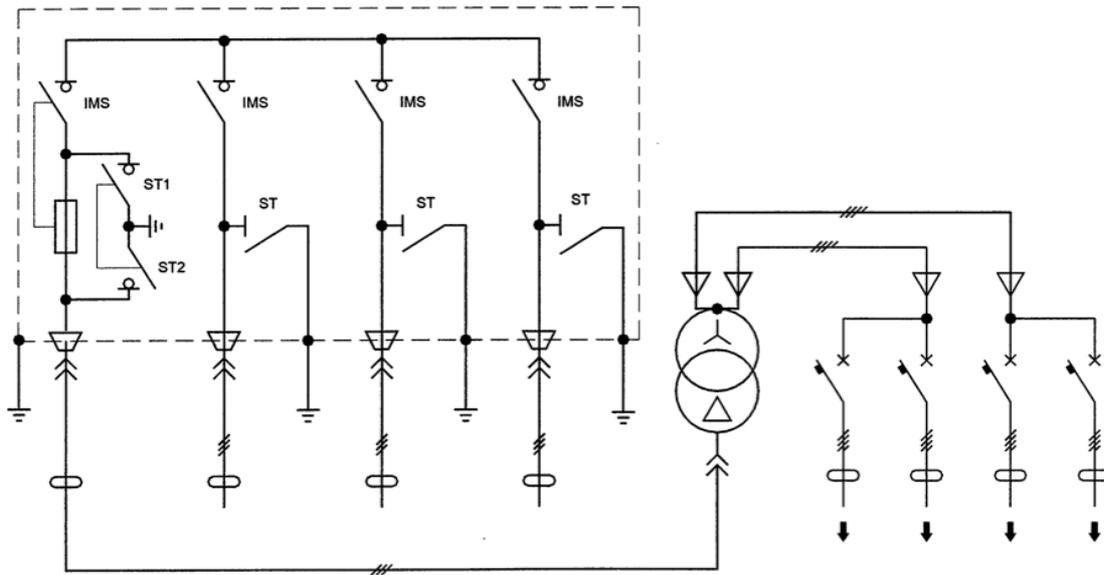


Figura 25: Schema di cabina secondaria con quadro MT isolato in SF6

Nello schema si hanno quattro linee in media tensione, di cui una connessa al trasformatore e le altre che saranno necessarie in caso di guasto ad un cavo di media tensione. Il trasformatore in figura è un trasformatore triangolo/stella, in modo tale da avere a disposizione il neutro per il lato di bassa tensione. Sul lato di media tensione, la linea connessa al trasformatore oltre ad avere equipaggiato un interruttore di manovra sezionatore prevede anche installato un fusibile che garantisce la protezione della linea da sovracorrenti.

Si mostra quindi nella Figura 26 un trasformatore variatore nella quale si vede la struttura in sezione del variatore sotto carico.

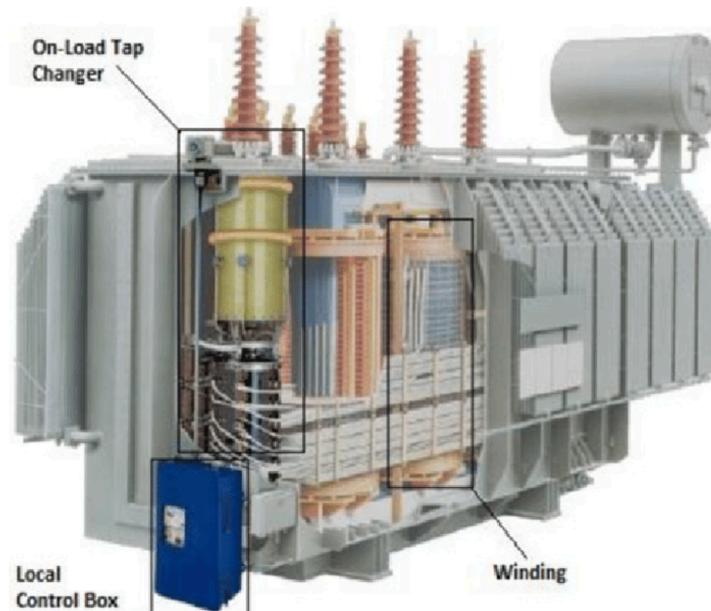


Figura 26: Trasformatore Tap Changing

Il trasformatore variatore di tensione ha a disposizione un commutatore di presa che consente di selezionare i rapporti di trasformazione variabili in fasi distinte. Questo viene fatto collegandosi a un numero di punti di accesso noti lungo l'avvolgimento primario o secondario.

I commutatori di presa esistono in due tipi principali, commutatori di presa a vuoto (NLTC), che devono essere diseccitati prima di regolare il rapporto di trasformazione, e commutatori di presa sotto carico (OLTC), che possono regolare il loro rapporto di trasformazione durante operazione.

Il trasformatore MT/BT con OLTC è in grado di fornire migliori capacità di controllo della tensione, grazie alle variazioni di derivazione che possono verificarsi nel tempo seguendo l'evoluzione della generazione e dei modelli di carico.

L'utilizzo di OLTC nei trasformatori MT/BT consente di affrontare problemi pratici, come il controllo della tensione o la mitigazione delle perdite di potenza nella rete con più risorse di controllo disponibili; tuttavia, l'OLTC contiene componenti mobili, all'interno dei quali si verificano archi elettrici durante il funzionamento, questi archi causano un ulteriore degrado dei materiali e una durata più breve. Tecniche diagnostiche accurate sono state recentemente proposte per identificare diversi guasti meccanici o per analizzare contemporaneamente vibrazioni e segnali di arco in un sistema di monitoraggio delle condizioni.

La selezione della presa su qualsiasi variatore, detto anche commutatore di carico, può essere effettuata tramite un sistema automatico, come spesso accade per OLTC, o un variatore di presa manuale, che è più comune per NLTC. I commutatori automatici di presa possono essere posizionati su un avvolgimento di tensione più bassa o più alta, ma per applicazioni di generazione e trasmissione

ad alta potenza, i commutatori automatici di presa sono spesso posizionati sull'avvolgimento del trasformatore a tensione più alta (corrente più bassa) per un facile accesso e per ridurre al minimo il carico di corrente durante operazione.

Questo tipo di trasformatori possiede le seguenti caratteristiche:

- Costo molto contenuto.
- Adattabilità al trasferimento di energia reversibile dove il fattore di potenza della linea è elevato o le distanze sono relativamente brevi.
- Incapacità di fornire una regolazione regolare della tensione.

Inizialmente questi trasformatori che funzionavano solamente a vuoto avevano una morsettiera con i collegamenti che permettevano di variare il rapporto di trasformazione, però ciò richiedeva il sollevamento del coperchio, che era una procedura particolarmente difficoltosa in quanto la necessità di cambiare la presa diventa sempre più frequente per adattarsi delle variazioni stagionali di carico. Questo ha portato allo sviluppo di regolatori di rapporto azionabili dall'esterno della cassa del trasformatore, con l'unità fuori servizio, poiché la necessità di apportare questi cambiamenti è diventata quotidiana piuttosto che stagionale, il passo successivo è stato naturalmente quello di cambiare la presa senza interrompere il carico.

Esistono diversi metodi con cui è possibile eseguire la modifica della presa sotto carico, tra questi l'uso di:

- (a) due avvolgimenti paralleli che possono essere tagliati fuori circuito, uno alla volta, da interruttori o contatti in olio per cambiare le prese.
- (b) Un avvolgimento in cui le prese adiacenti sono momentaneamente collegate tra loro tramite interruttori o contattori durante la commutazione con o senza reattanza "ponte".
- (c) Un avvolgimento in cui si cambiano le prese mettendo fuori servizio in successione ciascuna fase, portando nel frattempo il carico a triangolo aperto sulle due fasi rimanenti.
- (d) Due avvolgimenti paralleli che possono essere usati come contatti ausiliari per una variazione di presa di tipo meccanico.

Nei casi "a" e "b", gli avvolgimenti da cui si estraggono le prese possono essere sia quelli del trasformatore principale stesso, sia quelli di un trasformatore ausiliario di regolazione eccitato dal banco principale. Laddove la tensione del circuito è troppo elevata per consentire l'installazione sicura di dispositivi di commutazione diretta, è possibile eseguire la commutazione tramite trasformatori isolanti, sebbene, naturalmente, ciò comporterebbe un aumento dei costi.

Si analizza più nello specifico il caso “d” poiché è il metodo meccanico generalmente utilizzato per effettuare la variazione del rapporto di trasformazione (Ciocia, Chicco e Spertino, 2020).

Sul carico sono installati commutatori sul lato primario del trasformatore per variare la tensione all'uscita del trasformatore senza interrompere l'alimentazione. Per capire quali problemi tecnici sono coinvolti durante l'operazione di cambio presa, si mostra il processo di variazione della tensione in Figura 27.

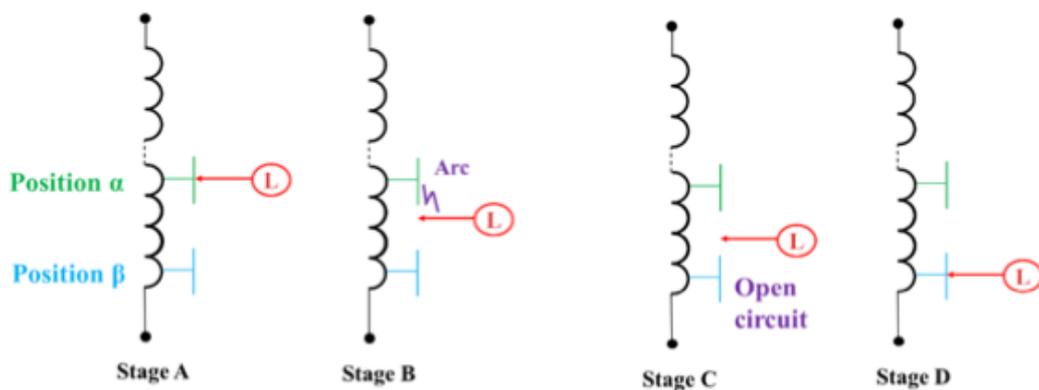


Figura 27: Metodo di variazione della presa, rappresentato da autotrasformatore (Ciocia, Chicco e Spertino, 2020)

Per semplicità, l'OLTC è disegnato come un autotrasformatore. Il cambio di tensione inizia con lo stadio “A”: i carichi, indicati con la lettera “L”, sono alimentati ed è necessario aumentare la tensione cambiando la presa del trasformatore variatore di carico, senza interruzione del servizio.

Il movimento delle parti in movimento provoca la generazione di un arco elettrico (fase “B”).

Nella disconnessione dalla prima posizione (α), gli elementi del sistema sono soggetti a forti sollecitazioni elettrodinamiche e termiche. Inoltre, allo spegnimento dell'arco, si ha un intervallo di tempo in cui il carico non viene alimentato, come mostrato nella fase “C”. Dopo che il processo di cambio della presa è stato completato, si arriva alla posizione finale rappresentata nella fase “D”.

Questo processo sottopone il trasformatore a sollecitazioni che possono determinare riduzione della vita utile o in alcuni casi anche guasti sul trasformatore. È necessario utilizzare dispositivi in grado di variare la tensione ai terminali del trasformatore senza ridurre la vita utile dei componenti. I tipi di OLTC che raggiungono questo obiettivo si basano su due tipi principali di componenti, ovvero dispositivi meccanici e dispositivi elettronici di potenza. L'OLTC meccanico è dotato di elementi ausiliari resistivi per limitare i problemi legati all'arco elettrico, opportunamente dimensionati per

limitare le dispersioni termiche. I due elementi principali dell'OLTC meccanico sono gli interruttori, rappresentati in Figura 28, dove è mostrata la sequenza del processo di cambio presa.

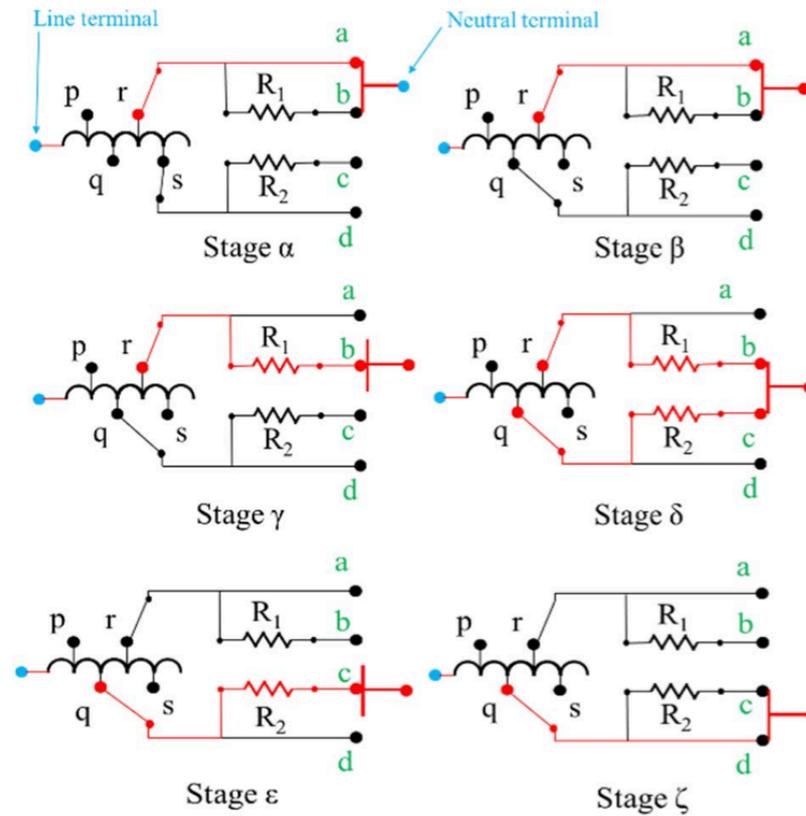


Figura 28: Sequenza del processo di cambio di presa in un OLTC meccanico (Ciocia, Chicco e Spertino, 2020)

I contatti principali dell'OLTC sono etichettati rispettivamente con le lettere "a" e "d". I contatti ausiliari, indicati con "b" e "c", sono collegati ai contatti principali dalle resistenze "R1" e "R2", rispettivamente. I contatti ausiliari sono necessari per garantire la continuità dell'alimentazione durante il cambio di presa mentre "a" e "d" sono i principali collegamenti dei selettori. Questi connettori principali, variando il numero di avvolgimenti, consentono la regolazione della tensione di uscita. Come si vede dalla Figura 28, il processo di cambio presa può essere descritto dalle seguenti fasi:

- Stadio α : La corrente scorre attraverso i terminali "a" e "r" mentre la linea collegata a "d" non è coinvolta.
- Stadio β : La linea collegata al terminale "d" non è coinvolta; quindi, è possibile passare da "s" a "q".

- Fase γ : il selettore inizia a muoversi verso il morsetto “d”. Il terminale ausiliario “b” e la resistenza ad esso collegati sono coinvolti nel trasferimento di potenza.
- Stadio δ : la corrente necessaria per alimentare il carico scorre interamente attraverso i terminali ausiliari, formando una maglia. Viene generata una corrente tra i terminali ausiliari, la cui intensità dipende dagli elementi resistivi.
- Stadio ϵ : si apre il contatto “b” e passa la corrente interamente tra il terminale “c” e il terminale “q”.
- Stadio ζ : La corrente scorre tra il terminale “d” e il terminale “q”; quindi, l'altra riga del selettore è spento e pronto ad assumere un'altra posizione.

Le operazioni sopra descritte sono state indicate come un movimento lineare lungo i terminali a destra. Tuttavia, in pratica il movimento è rotazionale. Durante la transizione l'ampiezza della tensione assume un valore intermedio e si ha un parametro di perdita sui contatti ausiliari dovuta alle resistenze “R1” e “R2” (dallo stadio γ allo stadio ϵ).

L'intervallo di variazione di presa praticabile e l'effetto sul costo e sulle caratteristiche hanno un'importante influenza sulla sua applicazione, in particolare per il trasferimento di energia reversibile.

5.1. Implementazione dei profili temporali

Per poter studiare il comportamento del trasformatore variatore di carico nell'ambiente di calcolo numerico Matlab, si è innanzitutto ridotto il passo temporale in modo tale da avere a disposizione degli andamenti al minuto piuttosto che all'ora. In questo modo è possibile valutare tutti i cambi di presa che sono presenti durante la giornata.

Per ottenere un andamento temporale del carico al minuto si è deciso di avvalersi del metodo dell'interpolazione lineare. In particolare, si è partiti dal profilo di carico implementato in precedenza con l'andamento orario delle grandezze elettriche e si è usata la formula dell'interpolazione lineare, qui sotto riportata, per calcolare tra un punto e l'altro i sessanta punti descrittivi dell'andamento al minuto del carico.

$$f(x) = \frac{x - x_b}{x_a - x_b} y_a - \frac{x - x_a}{x_a - x_b} y_b$$

Il risultato ottenuto viene mostrato graficamente con un grafico a scalini come fatto per il caso precedente con passo di tempo al minuto.

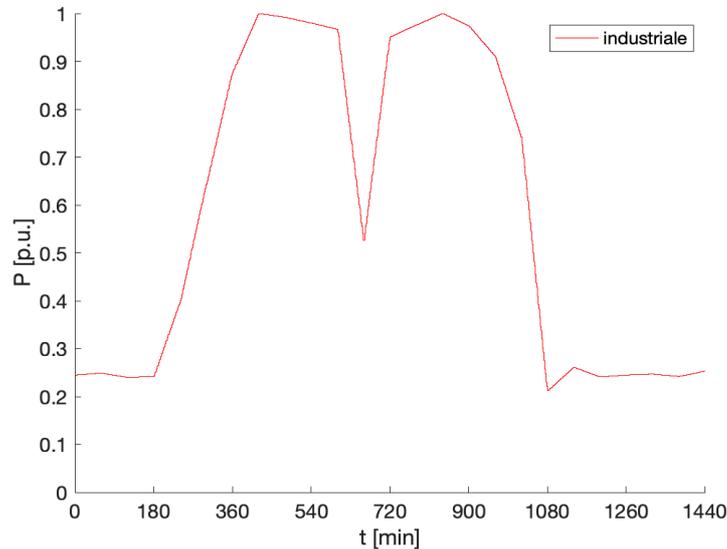


Figura 29: Andamento temporale al minuto con carico industriale

Una volta che si è ottenuto l'andamento temporale e si è aggiornato il programma di calcolo in modo tale da valutare i parametri elettrici al minuto e si implementa la logica per analizzare il comportamento del trasformatore variatore di carico.

5.2. Strategia di implementazione del trasformatore variatore di carico

La natura discreta degli OLTC introduce alcuni problemi computazionali, con la necessità di utilizzare variabili intere. I metodi di calcolo vengono continuamente perfezionati per includere modi più semplici per gestire queste variabili intere.

Un'ottimizzazione del controllo della tensione può ad esempio essere risolta considerando le perdite di energia della rete e la frequenza delle variazioni di presa come obiettivi contrastanti.

Ci sono diversi metodi per il controllo degli OLTC, ad esempio si può scegliere un criterio che limiti il numero di variazioni di presa ad un certo valore oppure, come nel nostro caso, si può affrontare il controllo degli OLTC imponendo un limite alle variazioni di tensione.

Tuttavia, questi metodi sono meno efficienti nell'affrontare i sovraccarichi termici, specialmente per le elevate penetrazioni DER.

La procedura che si è utilizzata è detta logica a isteresi: questo tipo di logica è caratterizzata dalla curva a isteresi mostrata in Figura 30, nella quale si ha che oltre una soglia positiva o negativa viene

effettuato un cambio presa e di conseguenza una variazione del rapporto di trasformazione e della tensione all'uscita del trasformatore.

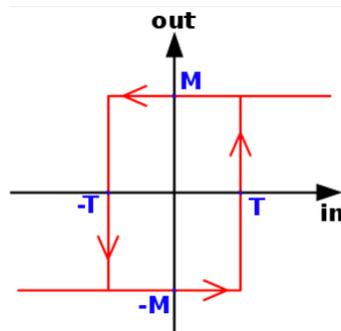


Figura 30: Curva di isteresi

Quindi si monitorerà la derivata della tensione del nodo all'uscita dal trasformatore, ovvero la differenza tra la tensione del nodo in due istanti di tempo diversi. Quando questa sarà maggiore di un certo valore di soglia positivo o minore di un valore di soglia negativa si effettuerà un cambio presa. Una volta effettuato il cambio presa si ricontrollerà la derivata della tensione del nodo all'uscita del trasformatore e nel caso occorresse si eseguirà un altro cambio presa. Tenendo conto che i trasformatori MT/BT per effettuare un cambio presa impiegano un tempo di circa trenta secondi; si imporrà un limite di cambi presa al minuto uguale a due.

Per illustrare nel miglior modo possibile il procedimento descritto si mostra nella Figura 31 un semplice diagramma di flusso con i passi utilizzati per implementare il trasformatore variatore di carico nell'ambiente di calcolo.

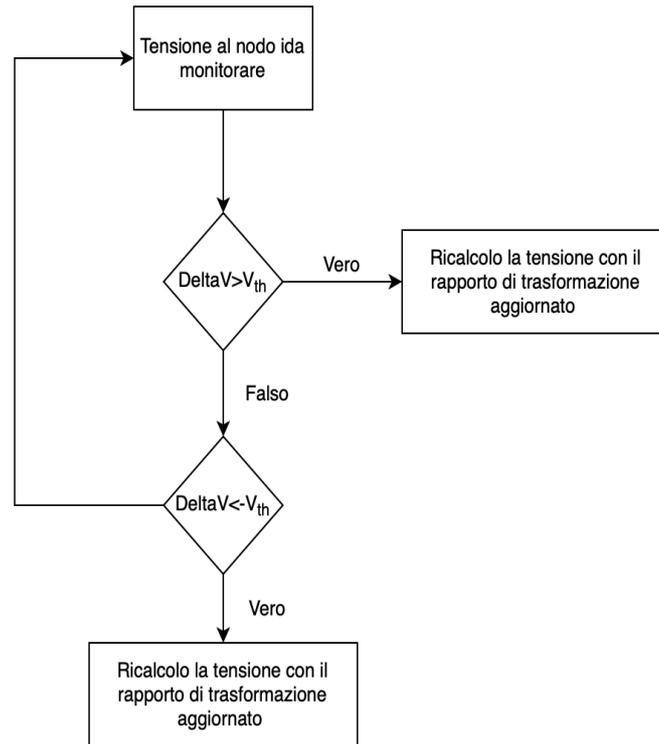


Figura 31: Diagramma di flusso logica a isteresi

Si è partiti dal calcolo delle tensioni minuto per minuto per valutare in che modo si evolvessero nel tempo e per capire in quale istante di tempo è necessario effettuare un cambio presa. In particolare, per valutare quando procedere con un cambio presa nel trasformatore si è analizzata la tendenza di crescita o decrescita della tensione nel nodo monitorato, infatti si è calcolata la differenza tra le tensioni nel nodo ogni quattro minuti, e nel caso questo valore superi la tensione di soglia si procederà con il cambio presa e successivamente al ricalcolo della tensione del nodo all'uscita del trasformatore. Questa tensione sarà calcolata semplicemente come il rapporto tra la tensione al nodo di ingresso al trasformatore e il nuovo rapporto di trasformazione, come riportato nell'equazione:

$$V_s = \frac{V_p}{t}$$

Nella quale i pedici 's' e 'p' indicano rispettivamente il secondario e il primario del trasformatore. Un aspetto molto importante dell'implementazione del trasformatore variatore di carico è che una volta eseguito un cambio presa che abbia aumentato il valore del rapporto di trasformazione e di conseguenza diminuito quella della tensione o che abbia diminuito il rapporto di trasformazione e di conseguenza aumentato la tensione non si deve più effettuare un cambio presa opposto al primo, in quanto annullerebbe la funzionalità del variatore sotto carico, anche nel caso quest'ultimo cambio

presa portasse ad una derivata della tensione oltre il valore di soglia. Infatti, come si vede nel diagramma di flusso della Figura 31, il calcolo della differenza delle tensioni per un valore di soglia negativo, che rappresenta una tendenza di decrescita della tensione, si effettua soltanto se non si è prima effettuato un cambio di presa che ha variato il numero di spire in modo tale da ridurre il rapporto di trasformazione.

Il numero di livelli di tensione selezionabili corrisponde al numero di posizioni di servizio disponibili e i livelli implementati sono simmetrici rispetto alla posizione centrale che rappresenta 1 p.u.

Nel caso studio della rete a quattro nodi si è utilizzato un trasformatore a rapporto variabile con a disposizione sette prese con una variazione del rapporto di trasformazione per presa di 0.01 p.u. e si hanno perciò un valore massimo di rapporto di trasformazione in p.u. uguale 1.03 ed un valore minimo pari a 0.97.

Per valutare l'effettiva tendenza della tensione, si è calcolata la differenza delle tensioni del nodo numero tre ogni quattro minuti, utilizzando dei valori di soglia diversi durante la giornata per i cambi di presa che vengono eseguiti consecutivamente. In particolare, si è scelto di effettuare un secondo cambio presa durante lo stesso periodo applicando una tensione di soglia maggiore di un ordine di grandezza rispetto alla differenza delle tensioni calcolata per il primo cambio presa, inoltre si è imposta una tensione di soglia differente dopo le 18:00 per permettere al trasformatore variatore di carico di tornare alla posizione centrale come per le ore iniziali della giornata nella quale il carico non è molto variabile. Si è quindi scelta una tensione di soglia che fosse di un ordine di grandezza minore rispetto a quella che si è utilizzata durante la giornata ed in questo modo il trasformatore variatore di carico torna ad avere un rapporto di trasformazione in p.u. unitario anche nelle ore serali poiché si posiziona alla presa centrale.

L'algoritmo implementato per simulare il comportamento del trasformatore variatore di carico usa inizialmente una logica nella quale non si effettua una distinzione tra le tre fasi, ma si modifica la fase che ha la maggiore tendenza di crescita o decrescita come se il trasformatore disponesse esclusivamente di un variatore sotto carico e non uno per fase. Si mostrano le equazioni usate per il criterio scelto per il controllo del trasformatore variatore di carico:

$$\max\{|V_k(t)| - |V_k(t - 4)|\} > V_{th}$$

$$\min\{|V_k(t)| - |V_k(t - 4)|\} < -V_{th}$$

Si presentano i risultati ottenuti avendo implementato l'ambiente di calcolo avvalendosi del grafico in Figura 32, in cui sono riportate sulle ordinate il numero che indica su quale presa del trasformatore

sono connessi gli avvolgimenti, tenendo conto che la presa centrale è la quarta, e sulle ascisse il tempo in minuti.

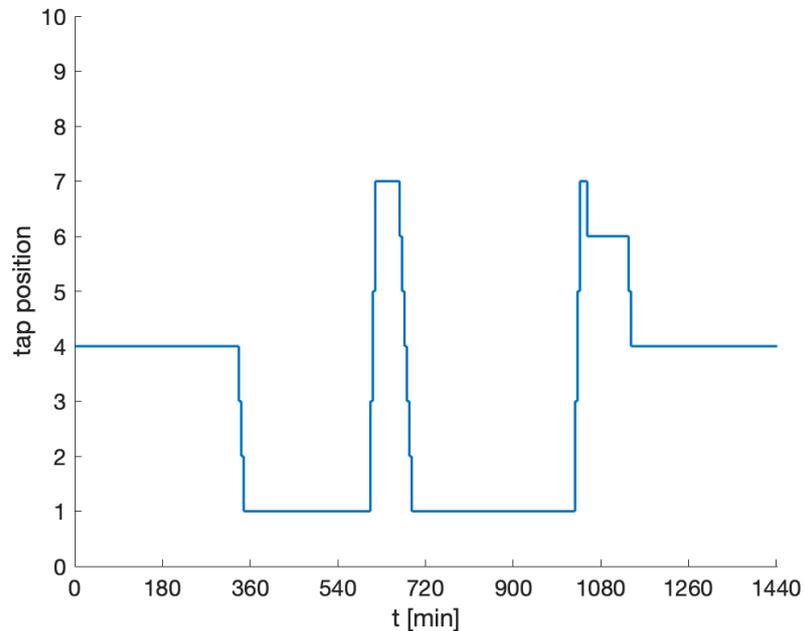


Figura 32: Variazione di presa del trasformatore variatore di carico in una giornata

Si è inoltre valutato l'andamento delle tensioni considerando le tre fasi separatamente e immaginando di avere a disposizione sette prese per ogni fase. Il criterio di variazione della presa sarà nuovamente impostato tenendo conto della tendenza della tensione nel nodo monitorato come descritto nelle seguenti equazioni:

$$|V_k(t)| - |V_k(t - 4)| > V_{th}$$

$$|V_k(t)| - |V_k(t - 4)| < -V_{th}$$

Si possono quindi ripetere per ogni fase andando ad operare la variazione di presa nel caso i valori fossero oltre i limiti imposti.

Dopo aver implementato nell'ambiente di calcolo il trasformatore imponendo il nuovo criterio si sono ottenuti i grafici delle posizioni delle prese per le tre fasi nella Figura 33.

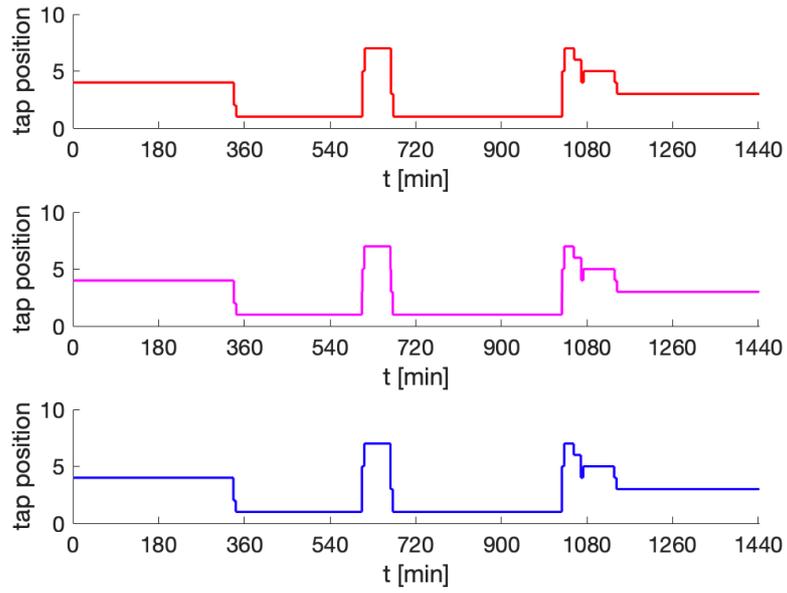


Figura 33: Variazione di presa per le tre fasi del trasformatore variatore di carico in una giornata

6. Perdite allocate

In un sistema verticalmente integrato, in cui una compagnia elettrica gestisce tutte le attività della filiera elettrica (produzione, trasmissione, distribuzione e vendita) il costo delle perdite viene inserito tra i costi di produzione e non è necessario determinare esplicitamente le perdite (Chicco 2021). Nel sistema liberalizzato, è importante identificare esplicitamente ogni voce di costo ed in particolare, nel sistema di distribuzione, le perdite totali vengono calcolate come differenza tra l'energia fornita dalla stazione AT/MT e l'energia misurata nei punti di prelievo (considerando la DG come carico negativo).

Il criterio di allocazione dovrebbe evidenziare il contributo di ogni consumatore e fornitore alle perdite attive e reattive.

L'allocazione delle perdite del sistema al fornitore o al consumatore ha lo scopo di introdurre penalizzazioni o incentivi economici forniti dall'autorità competente, che per le società elettriche è ARERA.

Le perdite nelle linee di distribuzione sono funzioni non-lineari della generazione e dei carichi; infatti, le prime formulazioni erano basate su una distribuzione uniforme o sul quadrato dei consumi. Questa metodologia di perdita è stata abbandonata con la nascita delle DG poiché non riescono a considerare propriamente la presenza di risorse distribuite.

Le più recenti tecniche impiegano le perdite marginali come coefficienti di sensibilità indicanti la variazione delle perdite per una variazione marginale del consumo (o della generazione) di potenza attiva e reattiva al nodo, oppure approcci di tipo circuitale.

Concettualmente, considerando un generatore locale (o un carico), per determinare le perdite marginali in un certo istante occorre stabilire se un piccolo aumento della generazione attiva o reattiva (o del carico) porta ad una crescita o ad una riduzione delle perdite totali del sistema, il concetto di perdita marginale dipende quindi dalla potenza netta nodale.

Rappresentando la soluzione attuale con l'apice "0", a fronte di una piccola variazione della potenza netta P_n al nodo n si può scrivere l'espressione linearizzata delle perdite totali L :

$$L - L^0 = \rho_{P_n}(P_n - P_n^0)$$

I benefici come le penalizzazioni possono riguardare sia generatori sia carichi, per la riduzione delle perdite si hanno quindi benefici se:

- la potenza netta diminuisce e $\rho_{Pn} > 0$
- la potenza netta aumenta e $\rho_{Pn} < 0$

Il problema dell'allocazione delle perdite viene formulato in modo diverso nei sistemi di trasmissione o di distribuzione:

- nelle reti di trasmissione, parte delle perdite è allocata al nodo slack, che corrisponde a un (grande) generatore del sistema.
- Nei sistemi di distribuzione, il nodo di alimentazione (slack) fornisce la parte prevalente della potenza, ma non corrisponde “fisicamente” ad un generatore.

Nello specifico nelle reti di distribuzione, le perdite sono allocate a generatori locali e carichi, escludendo il nodo di alimentazione, una rete di distribuzione con N nodi viene rappresentata dalla matrice delle impedenze nodali \mathbf{Z}_{bus} di dimensioni $(N-1) \times (N-1)$, oppure dalla matrice delle ammettenze nodali \mathbf{Y}_{bus} di dimensioni sempre $(N-1) \times (N-1)$

I metodi per l'allocazione delle perdite nei sistemi di distribuzione sono distinti in due classi prevalenti:

1. metodi basati sulle derivate delle equazioni di calcolo dei flussi di potenza, quali:
 - metodo dei coefficienti di perdita marginale (Marginal Loss Coefficients, MLC).
 - metodo dei coefficienti di perdita diretti (Direct Loss Coefficients, DLC).
2. metodi circuitali, che non necessitano il calcolo di derivate, quali:
 - metodo della matrice \mathbf{Z}_{bus} .
 - metodo della matrice \mathbf{Y}_{bus} modificata.
 - metodo della decomposizione delle correnti dei rami (Branch Current Decomposition Loss Allocation, BCDLA), per reti radiali.

Nel metodo MLC, si considerano:

il vettore delle variabili di stato delle equazioni del flusso di potenza, che chiameremo \mathbf{x} , coinvolge le ampiezze delle tensioni nei nodi PQ e gli angoli delle tensioni a tutti i nodi, slack escluso, il vettore dei carichi \mathbf{p} , la matrice Jacobiana \mathbf{J}_x contenente le derivate delle equazioni di calcolo dei flussi di potenza rispetto al vettore \mathbf{x} , e le perdite totali L con le derivate $\partial L / \partial \mathbf{x}$ rispetto al vettore \mathbf{x} . Si calcola il vettore ausiliario σ risolvendo il sistema lineare

$$\mathbf{J}_x^T \sigma = \frac{\partial L}{\partial \mathbf{x}}$$

Poiché il prodotto $\boldsymbol{\sigma}^T \mathbf{p}$ non rappresenta le perdite totali, si effettua la riconciliazione per ottenere il vettore \mathbf{y} dei coefficienti di allocazione

$$\mathbf{y} = \boldsymbol{\sigma} \frac{L}{\boldsymbol{\sigma}^T \mathbf{p}} \approx \frac{\boldsymbol{\sigma}}{2}$$

tale che:

$$L = \mathbf{y}^T \mathbf{p}$$

Nel metodo DLC, si utilizza l'espansione in serie di Taylor dell'equazione delle perdite totali riferita al punto a carico nullo, considerando:

- il vettore delle variabili di stato delle equazioni di calcolo dei flussi di potenza \mathbf{x}
- il vettore dei carichi \mathbf{p}
- la matrice Jacobiana \mathbf{J}_x ottenuta dalla media delle matrici Jacobiane calcolate a carico nullo ed al carico attuale della rete
- la matrice Hessiana \mathbf{H} delle perdite totali L calcolata nel punto di funzionamento corrente

Si calcola il vettore ausiliario $\boldsymbol{\gamma}$ risolvendo il sistema lineare

$$\mathbf{J}_x^T \boldsymbol{\gamma} = \frac{1}{2} \mathbf{H} \Delta \mathbf{x}$$

Se $\left. \frac{\partial L}{\partial \mathbf{p}} \right|_{\mathbf{p}=0}$ il prodotto $\boldsymbol{\gamma}^T \mathbf{p}$ rappresenta direttamente le perdite totali senza bisogno di riconciliazione altrimenti, $\boldsymbol{\gamma}^T \mathbf{p}$ fornisce un'approssimazione delle perdite totali, il vettore $\boldsymbol{\gamma}$ contiene quindi i coefficienti di allocazione.

Il metodo della matrice \mathbf{Z}_{bus} è applicabile in generale anche a reti magliate, purché sia possibile costruire la matrice \mathbf{Z}_{bus} (ossia, ci sia almeno un parametro trasversale del sistema) per il sistema con N nodi ($n = 0, \dots, N-1$). Si utilizza la matrice \mathbf{Z}_{bus} con dimensioni $N \times N$, con il nodo slack incluso. Si considerano gli elementi della matrice \mathbf{Z}_{bus} , $\bar{z}_{nm} = r_{nm} + jx_{nm}$ e le perdite allocate L_n sono determinate tenendo conto delle correnti nette nodali in ingresso ai nodi:

$$L_n = \Re(\bar{I}_n^* \sum_{m=0}^N r_{nm} \bar{I}_m)$$

Per sistemi di distribuzione, le perdite allocate al nodo slack sono ridistribuite tra gli altri nodi, ad esempio effettuando i calcoli su una rete modificata in cui il nodo slack è direttamente connesso al riferimento.

Come per il metodo della matrice \mathbf{Z}_{bus} anche il metodo della matrice della matrice \mathbf{Y}_{bus} modificata è applicabile in generale anche a reti magliate. Viene costruita una matrice \mathbf{Y}_{bus} modificata, con dimensioni $N \times N$, slack incluso, inserendo le ammettenze equivalenti ai nodi di generazione e trattando i carichi come nodi a corrente assegnata.

Al nodo di carico $n = 1, \dots, N-1$, sono allocate le perdite L_n in base alla corrente di carico, tenendo conto:

- della resistenza $R^{(b)}$ del ramo $b = 1, \dots, B-1$ della rete.
- Del vettore \mathbf{i} contenente le correnti nodali.
- del vettore $\mathbf{c}^{(b)}$ contenente la b -esima colonna della matrice delle incidenze nodo-ramo.

$$L_n = \Re(\bar{I}_n \sum_{b=1}^B \mathbf{i}^{*T} (\mathbf{c}^{(b)*T} R^{(b)} \mathbf{c}^{(b)}))$$

Il metodo della decomposizione delle correnti dei rami è applicabile solamente alle reti radiali. Si considerano gli insiemi (facilmente identificabili dai termini non nulli della matrice delle incidenze inversa Γ). Si parte tenendo conto che si hanno:

- $N^{(b)}$ nodi alimentati dal ramo b .
- B_n rami appartenenti al percorso tra il nodo n e il riferimento.

Si utilizza la corrente netta nodale definita come I_k in ingresso al nodo n (inclusi i contributi dei parametri trasversali afferenti al nodo n). Si ricava inoltre la corrente che percorre l'elemento longitudinale del modello a π del ramo $b = 1, \dots, B$ con resistenza $R^{(b)}$ da $\bar{I}^{(b)} = \sum_{n \in N^{(b)}} \bar{I}_n$

Si dimostra quindi come si arriva al calcolo delle perdite allocate al nodo n , riscrivendo le correnti in coordinate cartesiane:

$$\begin{aligned} \bar{I}^{(b)} &= \alpha^{(b)} + j\beta^{(b)} \\ \bar{I}_n &= \alpha_n + j\beta_n \end{aligned}$$

Le perdite nel ramo b si ricavano da:

$$L^{(b)} = R^{(b)}(I^{(b)})^2 = R^{(b)}[(\alpha^{(b)})^2 + (\beta^{(b)})^2] = (R^{(b)}\alpha^{(b)})\alpha^{(b)} + (R^{(b)}\beta^{(b)})\beta^{(b)}$$

Sostituendo l'ultimo termine della parte reale e della parte immaginaria con la somma dei termini dei nodi a valle del ramo b :

$$L^{(b)} = R^{(b)}\alpha^{(b)} \sum_{n \in N^{(b)}} \alpha_n + R^{(b)}\beta^{(b)} \sum_{n \in N^{(b)}} \beta_n$$

Parte delle perdite del ramo b riferita al nodo n : $L_n^{(b)} = R^{(b)}\alpha^{(b)}\alpha_n + R^{(b)}\beta^{(b)}\beta_n$

Le perdite allocate al nodo k saranno quindi calcolate come:

$$L_n = \sum_{b=1}^B L_n^b = \alpha_n \sum_{b \in B_n} (R^{(b)}\alpha^{(b)}) + \beta_n \sum_{b \in B_n} (R^{(b)}\beta^{(b)})$$

Passando dalla notazione in coordinate cartesiane a quella vettoriale si ottiene che:

$$L_n = \Re(\bar{I}_n^* \sum_{n \in N^{(b)}} R^{(b)} \bar{I}^{(b)})$$

L'allocazione delle perdite trifase viene effettuata estendendo il metodo BCDLA appena introdotto per sistemi simmetrici bilanciati.

Consideriamo un sistema di distribuzione radiale con nodi, numerati dove il nodo 0 è il nodo radice. Partendo dalla soluzione del flusso di potenza trifase e dal partizionamento delle perdite calcolato secondo il metodo del partizionamento delle perdite basato su componenti resistivi (RCLP) dalla quale si ottiene la matrice della partizione delle perdite Δp che si può calcolare come:

$$\Delta p = \Re(\mathbf{i}^{(b)} \otimes (\mathbf{R}_{abc} \mathbf{i}^{(b)*}))$$

E utilizzando la rappresentazione matriciale 3×3 dei rami, le equazioni del metodo BCDLA vengono riscritte in forma vettoriale da applicare a tre sistemi di fase.

Assumiamo una notazione vettoriale aggiuntiva. Le correnti di ingresso nette ai tre terminali di fase del nodo n sono rappresentate come:

$$\mathbf{i}_n = [\bar{I}_{n,a} \ \bar{I}_{n,b} \ \bar{I}_{n,c}]^T$$

e le perdite allocate alle tre fasi del carico connesso al nodo sono indicate come:

$$\boldsymbol{\lambda} = [L_{n,a} \ L_{n,b} \ L_{n,c}]^T$$

La partizione per fase delle perdite in un generico ramo si può scrivere partendo dalla equazione del $\Delta \mathbf{p}$ ed esprimendo la corrente di ramo come somma delle correnti di nodo iniettate:

$$\mathbf{i}^{(b)} = \sum_{n \in N^{(b)}} \mathbf{i}_n$$

dove $N^{(b)}$ è l'insieme di nodi alimentati dal ramo b , si può quindi esprimere la partizione delle perdite nella seguente forma:

$$\Delta \mathbf{p}^{(b)} = \begin{bmatrix} \Delta P_{\text{tot},a}^{(b)} \\ \Delta P_{\text{tot},b}^{(b)} \\ \Delta P_{\text{tot},c}^{(b)} \end{bmatrix} = \Re e \{ (\mathbf{R}_{abc} \mathbf{i}^{(b)*}) \otimes \sum_{n \in N^{(b)}} \mathbf{i}_n \}$$

Le perdite associate al ramo b sono assegnate al nodo localizzato verso il basso rispetto al ramo b come:

$$\boldsymbol{\lambda}_n^{(b)} = \begin{bmatrix} \lambda_{n,a}^{(b)} \\ \lambda_{n,b}^{(b)} \\ \lambda_{n,c}^{(b)} \end{bmatrix} = \begin{cases} \mathbf{i}_n \otimes (\mathbf{R}_{abc} \mathbf{i}^{(b)*}) & \text{se } n \in N^{(b)} \\ 0 & \text{se } n \notin N^{(b)} \end{cases}$$

Le perdite totali allocate al nodo n sono date dalla somma delle componenti relative ad ogni singolo ramo:

$$\lambda_n = \sum_{b=1}^B \lambda_n^{(b)} = \Re e (i_n \otimes (\mathbf{R}_{abc} \mathbf{i}^{(b)*}))$$

dove B_n è l'insieme di rami connessi al nodo n fino alla radice.

Nel caso in cui ci fossero delle unità DG, le perdite allocate all'unità DG sono negative, poiché il contributo dell'unità DG porta a ridurre le perdite totali nel sistema di distribuzione. Tuttavia, considerando il ramo che collega l'unità DG al sistema di distribuzione, le perdite complessive di tale ramo sono positive e sono interamente allocate all'unità DG. In altri casi, in cui ad esempio l'unità DG è connessa ad un nodo con carico locale prevalente, la presenza dell'unità DG diminuirebbe la

corrente nel ramo di connessione rispetto alla soluzione senza generazione locale. In questo caso, le perdite attribuite all'unità DG sarebbero negative. Tali risultati sono coerenti con l'esigenza di fornire al tempo stesso una solida caratterizzazione delle perdite di ramo e una corretta segnalazione circa la posizione dell'unità DG nel sistema di distribuzione.

Si completa l'analisi delle potenze allocate mostrando il risultato delle perdite allocate della rete a 4 nodi con il carico industriale calcolato tramite l'interpolazione lineare con variazione temporale al minuto.

Di seguito si mostra il grafico delle perdite allocate nel tempo distinguendo le tre fasi:

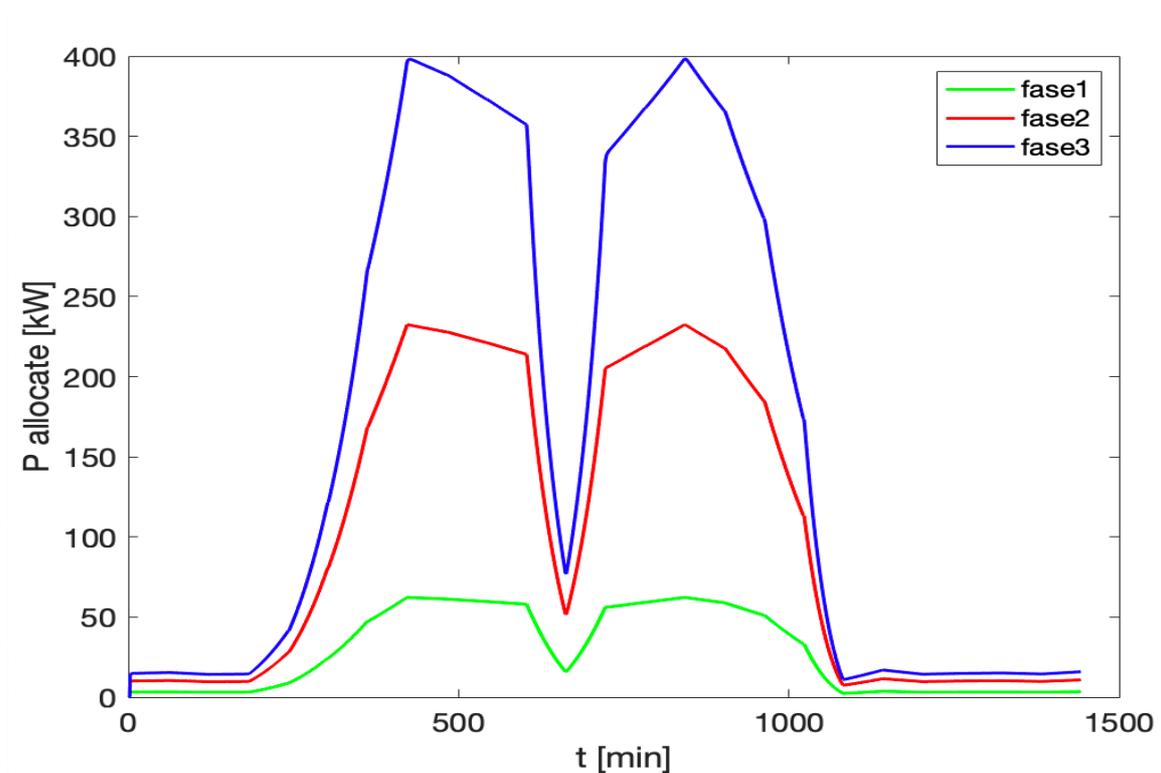


Fig. 34: Andamento delle perdite allocate

7. Quasi-Static Time Series Simulations

La parte conclusiva della tesi sarà dedicata all'analisi di una rete reale con l'obiettivo di verificare se quanto fatto in precedenza sia correttamente applicabile ad una rete di distribuzione reale e di implementarne il metodo Quasi-Static Time Series (QSTS) Simulation.

L'analisi del sistema di distribuzione con l'aumento della generazione distribuita e di controlli discreti richiede un'analisi di serie temporali (QSTS) quasi statica per catturare gli aspetti variabili nel tempo e dipendenti dal tempo del sistema.

La simulazione degli andamenti dei parametri elettrici tramite il metodo QSTS permette di risolvere una serie di calcoli dei flussi di potenza allo stato stazionario sequenziale, in cui viene utilizzato lo stato convergente di ciascuna iterazione come lo stato iniziale dell'iterazione successiva.

Il metodo Quasi-Static Time Series (QSTS) Simulations si riferisce quindi a una sequenza di flusso di potenza allo stato stazionario, condotta in un intervallo di tempo non inferiore a 1 secondo, ma che può utilizzare un intervallo di tempo fino a un'ora. I controlli discreti, come i commutatori nei trasformatori, gli interruttori automatici e i relè, possono cambiare il loro stato da un passaggio all'altro, tuttavia, non esiste un'integrazione numerica delle equazioni differenziali tra i passaggi temporali.

Nelle reti di distribuzione nella quale è sempre più importante avere un controllo dei valori dei parametri elettrici è quindi necessario l'uso di metodi come il QSTS; infatti, molti potenziali impatti dovuti a trasformatori con variatori sotto carico, generazione distribuita e ad altri controlli discreti possono causare la perdita di informazioni, si rischia quindi di non conoscere ad esempio la durata delle violazioni di tensione nel tempo oppure un aumento improvviso delle operazioni del regolatore di tensione.

Le analisi istantanee che analizzano solo periodi di tempo specifici possono essere eccessivamente pessimistiche sugli impatti della generazione distribuita e dei controlli discreti.

Si distingue il calcolo dei parametri elettrici attraverso il metodo stazionario tradizionale e il QSTS.

Il metodo tradizionale:

- richiede dati di input a risoluzione relativamente bassa (più punti temporali);
- è intrinsecamente conservativo.

Il metodo QSTS:

- richiede dati di input ad alta risoluzione (temporali e spaziali);

- è intrinsecamente realistico e più informativo.

Negli scenari futuri, in cui saranno sempre più presenti sistemi fotovoltaici, l'analisi conservativa del caso peggiore ottenuta attraverso i metodi tradizionali limiterà inutilmente l'integrazione di questi dispositivi; quindi, è necessario utilizzare metodi che consentano analisi più accurate.

Il metodo di simulazione QSTS permette di calcolare le operazioni delle apparecchiature di regolazione automatica della tensione per le durate temporali delle escursioni di tensione.

Il metodo QSTS coinvolge il flusso di potenza tradizionale, ma si distingue per la dipendenza della soluzione del flusso di potenza all'iterazione precedente. In ogni passo temporale la soluzione non può essere risolta in modo indipendente perché si basa sull'informazioni dei precedenti passi temporali riguardanti lo stato delle dorsali, il regolatore della tensione e gli altri controlli. Il QSTS permette di modellare specificatamente questi controlli discreti ed eseguire la simulazione come una serie temporale in modo tale da catturare gli stati dipendenti dal tempo di ogni elemento controllabile.

Si riassumono quindi le principali caratteristiche del metodo QSTS:

1. Analisi non limitata ad uno specifico periodo temporale, come ad esempio al carico di picco che potrebbe non essere il momento più critico.
2. Consente lo studio degli algoritmi di controllo e le interazioni tra di essi.
3. Simula gli impatti dei parametri elettrici sulla rete dovuti ad esempio da fluttuazioni di tensione.
4. Determina le condizioni di tensione allo stato stazionario per la rapida variazione del carico del circuito e della generazione.
5. Calcola la durata temporale delle condizioni estreme come nei seguenti casi:
 - Numero di ore in cui ci si aspetta che un utente si trovi in condizioni di sovratensione.
 - Periodo di tempo nella quale un trasformatore o un conduttore si trova in sovraccarico ogni anno.

Il vantaggio principale dell'utilizzo della simulazione QSTS è la sua capacità di valutare e catturare correttamente gli aspetti dipendenti dal tempo del flusso di energia. Esempi degli aspetti dipendenti dal tempo del flusso di energia includono l'interazione tra le variazioni giornaliere del carico e della produzione FV e l'effetto sui sistemi di controllo della distribuzione. Un altro vantaggio del metodo QSTS è la capacità di analizzare sia l'entità di un evento sulla rete che la frequenza e la durata.

L'applicazione delle simulazioni QSTS richiede più dati per rappresentare la produzione della generazione distribuita variabile nel tempo in coincidenza con il carico variabile nel tempo. I dati delle serie temporali sono spesso difficili da ottenere, poiché le apparecchiature di misurazione non sono sempre affidabili e perciò dovranno essere aggiornate con una maggiore capacità di risoluzione temporale. Il set di dati necessario può diventare molto grande a seconda della risoluzione e della durata della simulazione desiderata e i tempi di elaborazione della simulazione possono aumentare rapidamente e diventare gravosi. Devono essere rappresentati anche i dettagli dei controlli di regolazione della tensione, come i ritardi intenzionali e se la simulazione viene eseguita in una piattaforma di simulazione come OpenDSS diversa dalla piattaforma in cui vengono registrati i dati, lo sforzo di conversione dei dati può essere notevole mentre per alcune piattaforme sono stati sviluppati strumenti di conversione automatizzata, ma non sono facilmente accessibili.

8. Analisi della rete europea di bassa tensione IEEE

8.1. Caratteristiche strutturali della rete europea IEEE

Le reti di prova sopra fin ora analizzate si basano su reti reali che si trovano fisicamente in Nord America e funzionano a 60 Hz e corrispondono agli standard applicabili in Nord America, per questo motivo è necessario valutare una rete di prova, che tenga conto degli standard europei di distribuzione dell'energia elettrica.

Il Test Feeders Working Group del Distribution System Analysis Subcommittee del Power Systems Analysis, Computing, and Economics (PSACE) Committee ha pubblicato diversi test e una tabella di marcia per lo sviluppo ad alta priorità di nuovi casi di test, tra cui quello che andremo ad analizzare. Nel 2015 è stato adottato e approvato un documento sull'istituzione della rete di prova di distribuzione europea.

Si tratta di una rete di prova radiale a bassa tensione basata su un sistema di distribuzione con frequenza fondamentale di 50 Hz, tensione 400 V, trifase in cui l'alimentazione è connessa al sistema di media tensione (MT) tramite un trasformatore in cabina. Il trasformatore abbassatore di tensione è caratterizzato da una tensione al primario di 11 kV e al secondario di 416 V. Il sistema che comprende la media tensione è modellato come una sorgente di tensione e impedenza costante. La rete di prova è composta da 55 carichi a potenza assegnata monofase, 905 linee e 906 nodi.

A differenza delle precedenti reti nella quali si confrontano i risultati ottenuti implementando un flusso di potenza statico, in questa analisi lo scopo è quello di valutare i comportamenti dinamici a medio e lungo termine della rete di bassa tensione.

Nella ricerca e nella pianificazione della distribuzione, sta diventando sempre più evidente che sono necessarie soluzioni di serie temporali, piuttosto che soluzioni di flusso di potenza statico, per catturare il comportamento dinamico a medio e lungo termine in concetti come l'ottimizzazione Volt Var (VVO), il controllo coordinato di regolatori e condensatori, l'accumulo di energia o il fotovoltaico che richiede un periodo di tempo sempre più breve per comprenderne veramente il comportamento.

Il test case europeo per la bassa tensione ha le seguenti caratteristiche:

1. La rete di prova è al livello di tensione di 416 V (fase-fase), tipico dei sistemi di distribuzione a bassa tensione europei.
2. Le forme di carico hanno una risoluzione temporale di un minuto su 24 ore.

La struttura della rete viene mostrata tramite lo schema unifilare nella quale si ha il nodo di slack rappresentato dalla cabina secondaria che alimenta la dorsale riportata in Figura 35.

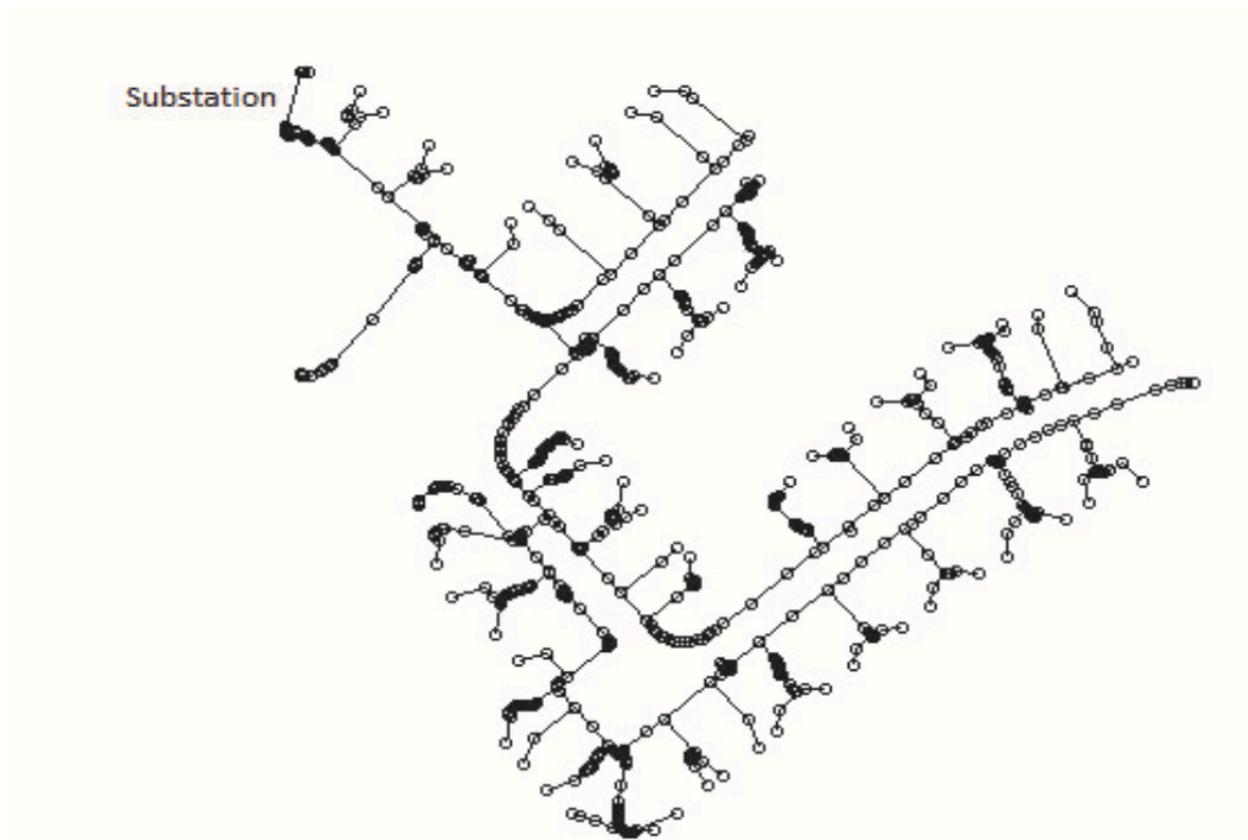


Figura 35: Schema unifilare della rete di prova a bassa tensione (IEEE European Test Feeder)

Avvalendosi dell'ambiente di calcolo (Matlab) si è potuto inoltre ricostruire la rete utilizzando la matrice delle incidenze e si è ottenuta una rappresentazione del grafo della rete.

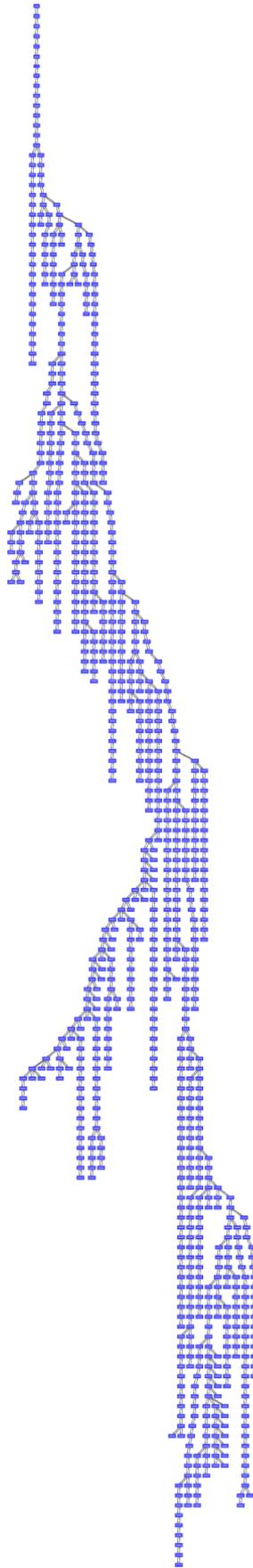


Figura 36: Rappresentazione della rete tramite MATLAB

La dorsale è lunga 10.4 km ed è connessa alla cabina secondaria che è rappresentata in Matlab tramite la sua impedenza.

Le caratteristiche del trasformatore trifase della sottostazione sono le seguenti:

- Potenza nominale di 0.8 MVA
- Tensioni nominali di 11/0.416 kV
- Connessione triangolo/stella
- La resistenza e la reattanza degli avvolgimenti sono rispettivamente dello 0.4% e del 4%

Il trasformatore triangolo/stella è un componente elettrico comunemente utilizzato in aree industriali e commerciali, nonché in comunità residenziali ad alta densità e può essere realizzato con due tecniche diverse:

- realizzati come singole unità trifase.
- Creati da tre singole unità separate.

Un altro uso comune per il trasformatore triangolo/stella è negli avviatori statici dei motori e nei motori a corrente alternata (AC) e lavora per ridurre la coppia e il carico durante l'avvio, ciò riduce lo stress sui motori e sui cavi di alimentazione ad esso collegati.

La connessione triangolo/stella è la più utilizzata per il collegamento del trasformatore trifase; infatti, il secondario collegato a stella consente di distribuire il carico monofase tra le tre fasi invece di essere collocato su un solo avvolgimento come per una connessione delta a quattro fili secondario. Questo aiuta a mantenere il carico di fase sul trasformatore bilanciato ed è particolarmente importante quando il carico monofase diventa grande.

Il trasformatore triangolo/stella introduce uno sfasamento di 30° da primario a secondario, come si può vedere dai simboli di fasatura in Figura 37 e non può essere messo in parallelo a trasformatori triangolo/triangolo e stella/stella, che non producono sfasamento.

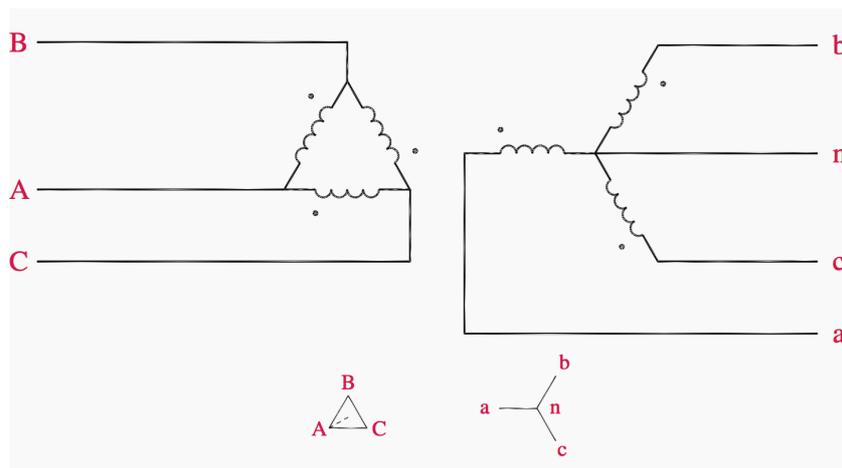


Figura 37 - Trasformatore triangolo/stella

Nella simulazione svolta nell'ambiente di calcolo Matlab non si è tenuto conto dello sfasamento prodotto dal trasformatore al suo secondario; quindi, i risultati ottenuti in particolar modo sulle correnti avranno una discrepanza con quelli forniti nella sezione IEEE.

Le linee sono definite tramite le impedenze di sequenza e la loro lunghezza, ogni linea è caratterizzata da un codice di linea che definisce le proprie grandezze. Viene riportata la tabella nella quale si hanno i codici che identificano i diversi tipi di linea:

Codice identificativo della linea								
Nome	N_{fasi}	R_1	X_1	R_0	X_0	C_1	C_0	Unità
2c_.007	3	3.97	0.099	3.97	0.099	0	0	km
2c_.0225	3	1.257	0.085	1.257	0.085	0	0	km
2c_16	3	1.15	0.088	1.2	0.088	0	0	km
35_SAC_XSC	3	0.868	0.092	0.76	0.092	0	0	km
4c_.06	3	0.469	0.075	1.581	0.091	0	0	km
4c_.1	3	0.274	0.073	0.959	0.079	0	0	km
4c_.35	3	0.89	0.0675	0.319	0.076	0	0	km
4c_185	3	0.166	0.068	0.58	0.078	0	0	km
4c_70	3	0.446	0.071	1.505	0.83	0	0	km
4c_95_SAC_XC	3	0.322	0.074	0.804	0.093	0	0	km

I valori di R_1 e X_1 sono identificativi rispettivamente della resistenza e della reattanza di sequenza diretta. I valori di sequenza inversa non sono riportati in quanto sono di egual valore rispetto alla resistenza e l'impedenza di sequenza diretta; invece, i valori contrassegnati dal pedice 0 sono i valori dell'impedenza omopolare.

Per calcolare i valori delle impedenze di linea partendo dai valori di impedenza di sequenza si è partiti definendo l'operatore α :

$$\alpha = e^{j\frac{2\pi}{3}}$$

L'operatore α gode delle seguenti proprietà:

➤ Potenza

- $\alpha^2 = e^{-j\frac{2\pi}{3}}$
- $\alpha^3 = 1$
- $\alpha^4 = \alpha$
- $\alpha^{-1} = \alpha^2$

➤ Coniugazione

- $\alpha^* = e^{-j\frac{2\pi}{3}} = \alpha^2$
- $(\alpha^2)^* = e^{j\frac{2\pi}{3}} = \alpha$

➤ Somme

- $1 + \alpha + \alpha^2 = 0$
- $\alpha + \alpha^2 = -1$
- $\alpha - \alpha^2 = j\sqrt{3}$

Si può quindi usare α per ricavare la matrice di trasformazione \mathbf{T} come indicato da Fortescue nell'articolo *Method of symmetrical co-ordinates applied to the solution of polyphase networks* che sarà così definita:

$$\mathbf{T} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

Si possono quindi trovare i valori delle impedenze delle linee come di seguito riportato:

$$\mathbf{Z}_{abc} = \mathbf{T}^{-1} \mathbf{Z}_{\pm 0} \mathbf{T}$$

Dal calcolo delle impedenze di linea si possono ottenere dei valori di resistenza negativi su una delle tre fasi, che è un effetto sul sistema trifase dovuto al metodo di costruzione dell'impedenza.

I carichi sono 55 e per ognuno di essi viene specificato il valore di base in kW e il fattore di potenza; inoltre, sono associati ai 55 carichi i valori per la serie temporale. Si riportano i grafici identificativi degli andamenti temporali dei carichi in termini di potenza attiva e reattiva, misurate rispettivamente in kW e kvar:

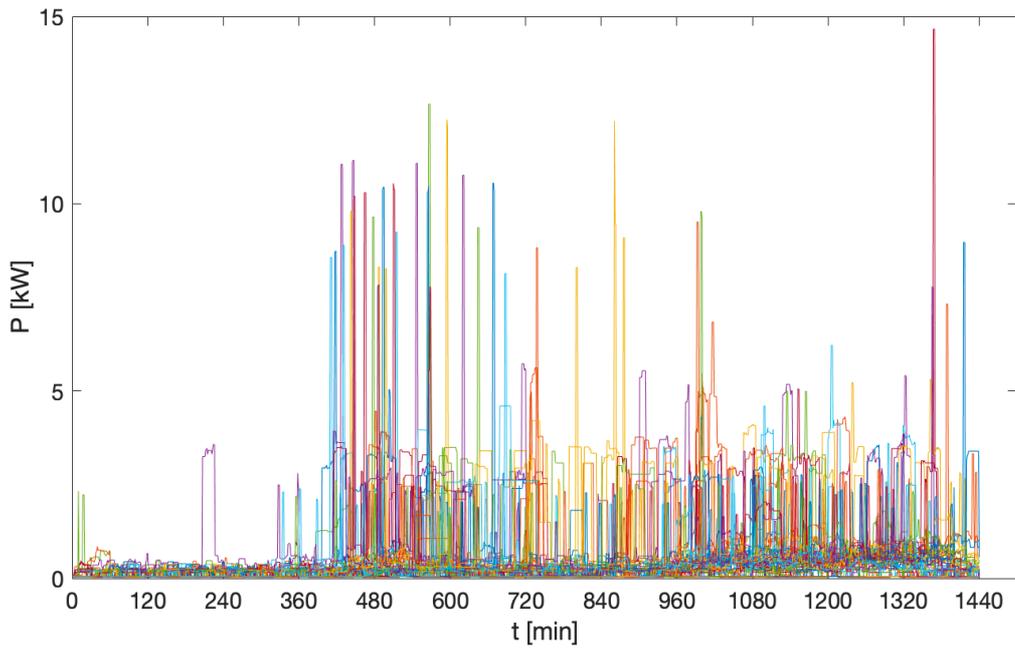


Figura 38: Potenza attiva assorbita dai carichi

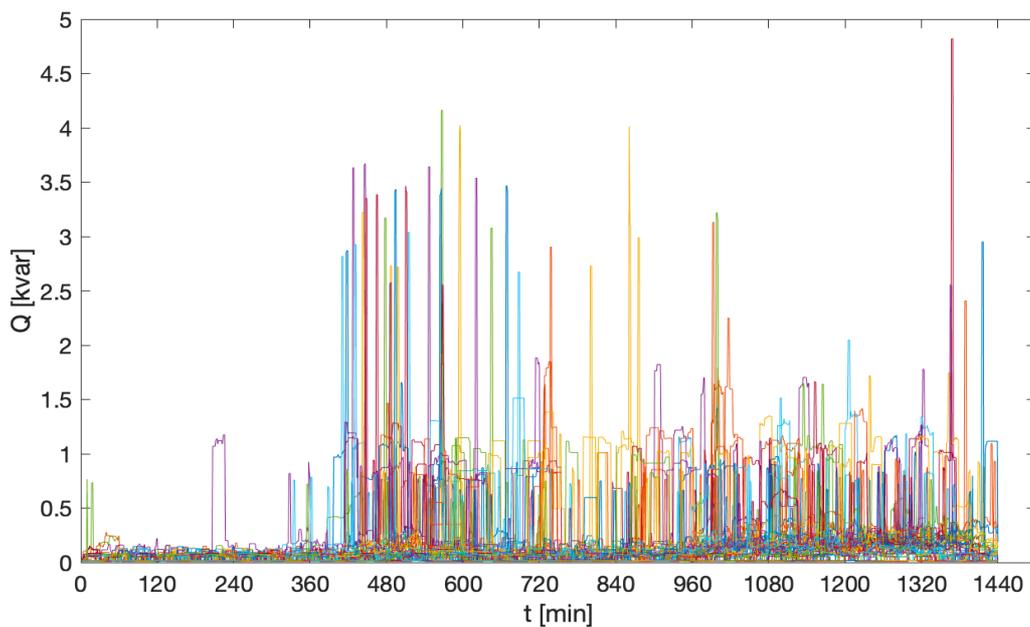


Figura 39: Potenza reattiva assorbita dai carichi

Dagli andamenti in potenza riportati si nota che i carichi che vengono alimentati dalla dorsale analizzata sono di tipo residenziale in quanto riportano le tipiche caratteristiche di questo tipo di utenza:

- Valori di potenza durante le ore notturne molto più piccoli rispetto a quelli durante la giornata
- Picco di potenza mattutino e serale
- Ordine di grandezze delle potenze riconducibile all'utenza residenziale

Per ottenere i valori di potenza rappresentati graficamente si è usato il valore in kW base presente nella tabella *Loads.csv* fornita nella sezione *European_LV_Test_Feeder* pari ad 1 kW per tutti i carichi e lo si moltiplica al fattore moltiplicativo messo a disposizione nelle tabelle *Load_profile_1.csv*.

Prima di poter eseguire la simulazione si discute il valore delle tensioni al nodo slack; in particolare, si noti come nei risultati messi a disposizione nella sezione IEEE ottenuti con i programmi Open DSS e GridLAB-D si abbia una differenza:

Nella prima tabella vengono riportati i valori di tensione allo slack ottenuti mediante GridLAB-D

Nome nodo	V1 [V]	Gradi [°]	V2 [V]	Gradi [°]	V3 [V]	Gradi [°]
Slack	6668.39	0	6668.39	-120	6668.39	120

Nella seconda tabella vengono mostrati i valori di tensione allo slack ottenuti mediante Open DSS

Nome nodo	V1 [V]	Gradi [°]	V2 [V]	Gradi [°]	V3 [V]	Gradi [°]
Slack	6668.21	0	6668.23	-120	6668.25	120

Per lavorare in Matlab si è scelto di utilizzare i valori dello slack come presentati da Open DSS in quanto con questi valori è possibile avere le tensioni e le correnti risultanti uguali a quelle proposte nei due programmi.

8.1. Risultati del calcolo dei flussi di potenza trifase

Per l'analisi dei risultati riguardanti la rete di bassa tensione europea si sono confrontati i valori con quelli messi a disposizione dalla documentazione IEEE.

Per prima cosa, si valutano gli andamenti delle tensioni e delle correnti nel tempo per capire come variano questi valori in una rete di bassa tensione con 55 carichi. Per quanto riguarda le tensioni nodali, si mostrano i tre grafici corrispondenti agli andamenti delle tensioni nodali nel tempo delle tre fasi. I grafici sono tutti espressi in volt e si può osservare come variano nel tempo analizzandone l'evoluzione al minuto.

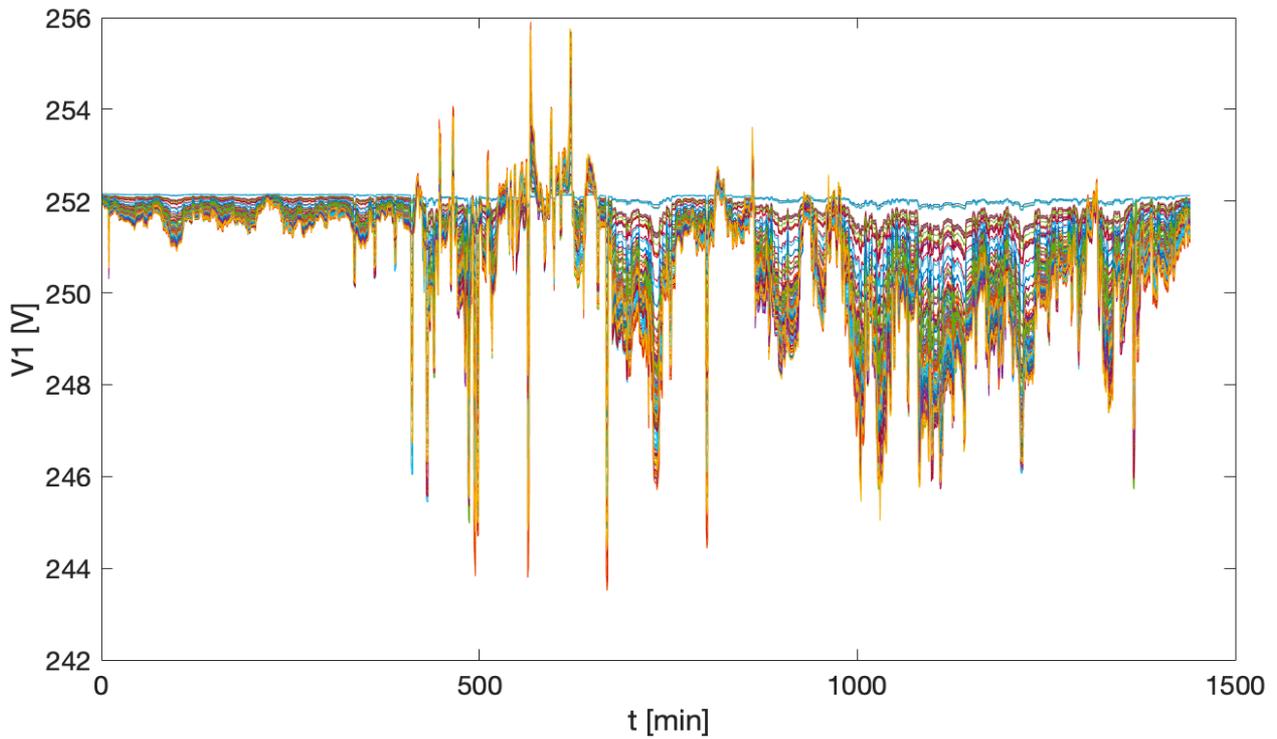


Figura 40: Andamento delle tensioni nodali della fase 1

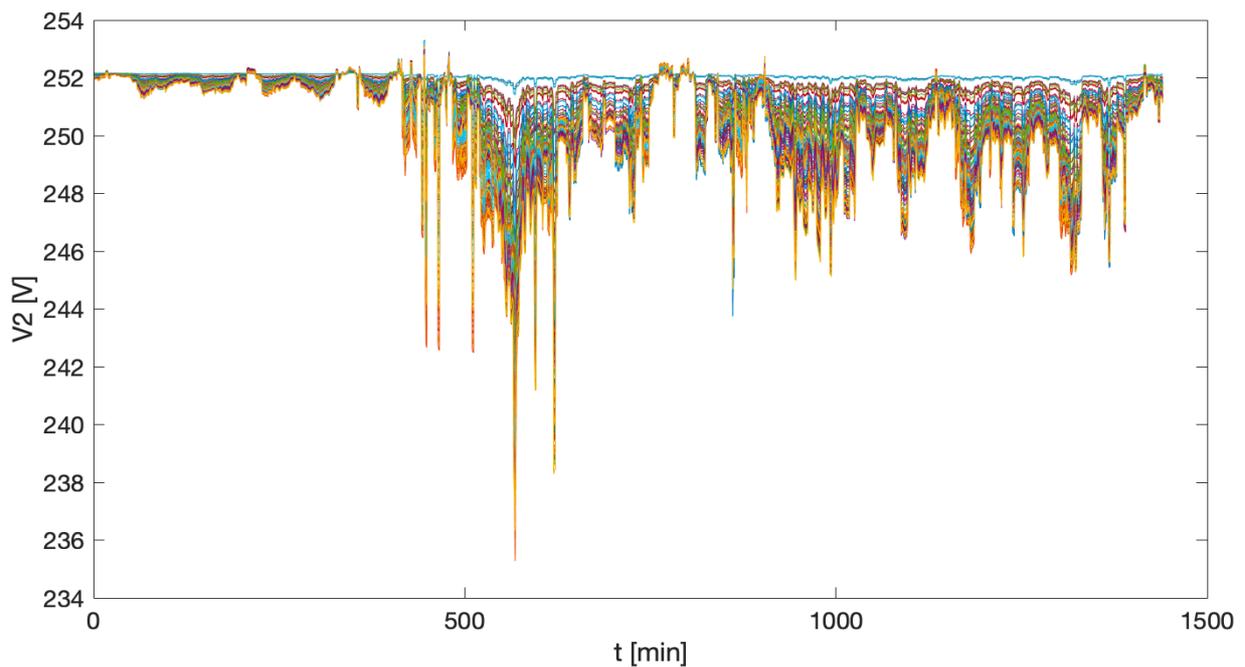


Figura 41: Andamento delle tensioni nodali della fase 2

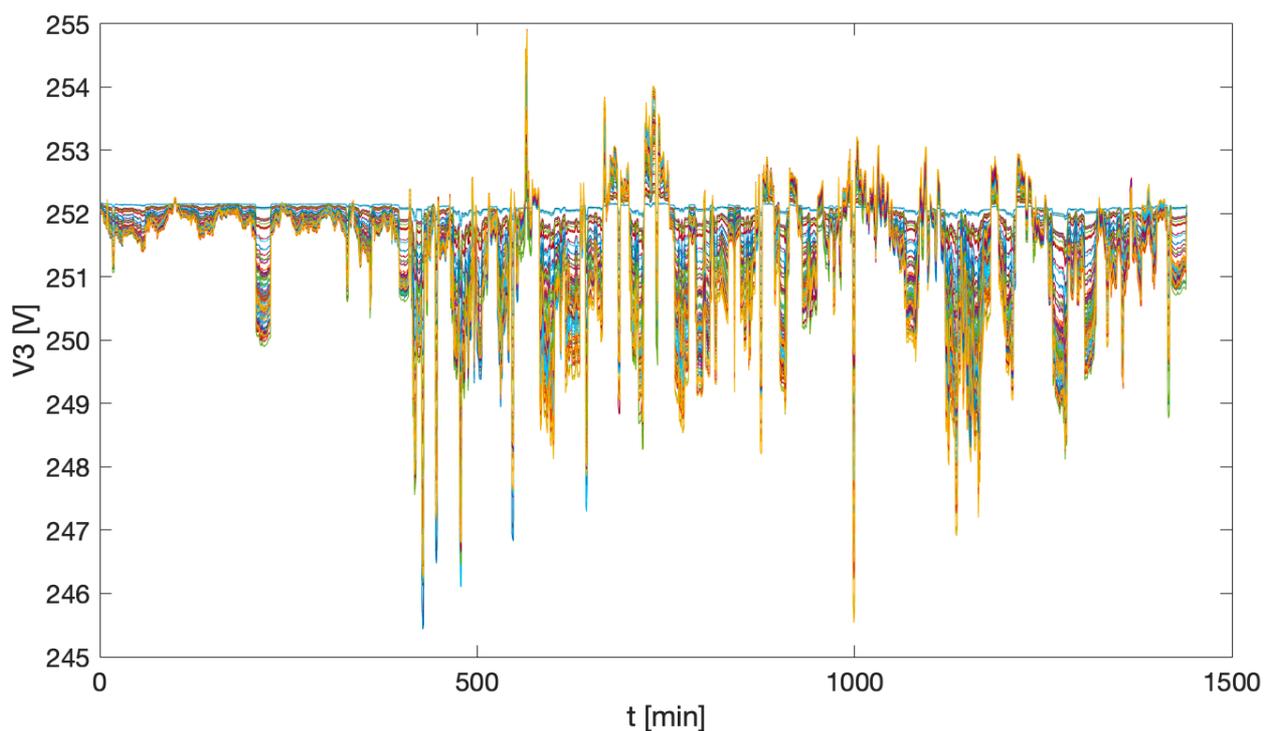


Figura 42: Andamento delle tensioni nodali della fase 3

Le correnti mostrate nella figure qui di seguito sono espresse in ampere e sono fondamentali per comprendere come varia il carico durante la giornata; nello specifico si nota come i valori sulle tre fasi siano rappresentativi del carico residenziale.

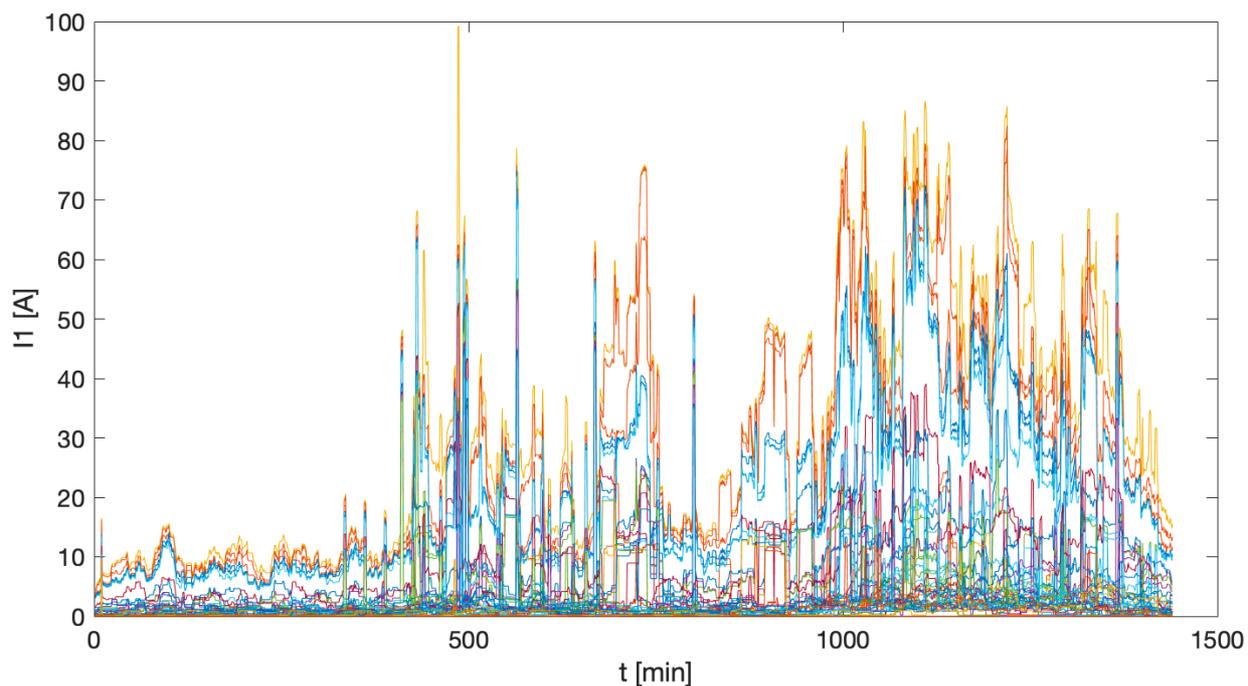


Figura 43: Andamento delle correnti nei rami della fase 1

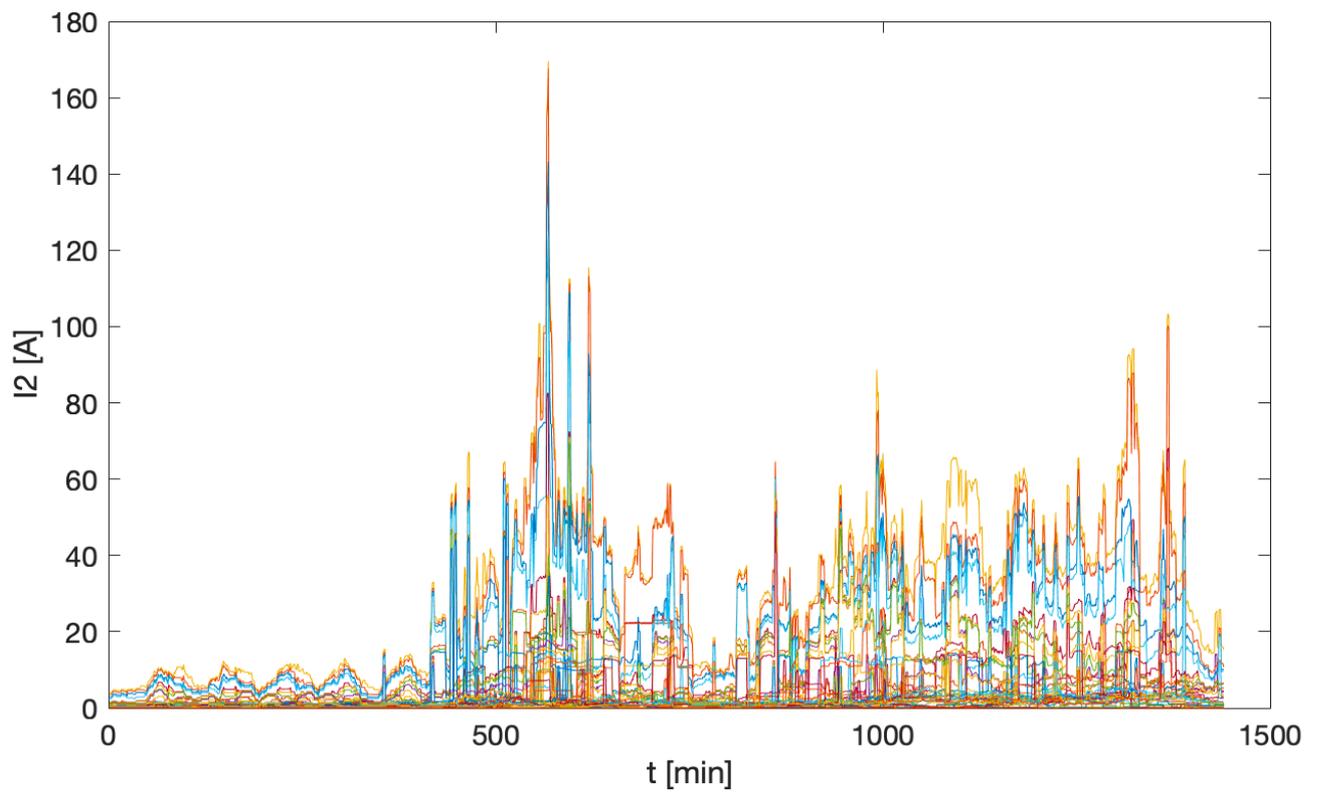


Figura 44: Andamento delle correnti nei rami della fase 1 nel tempo

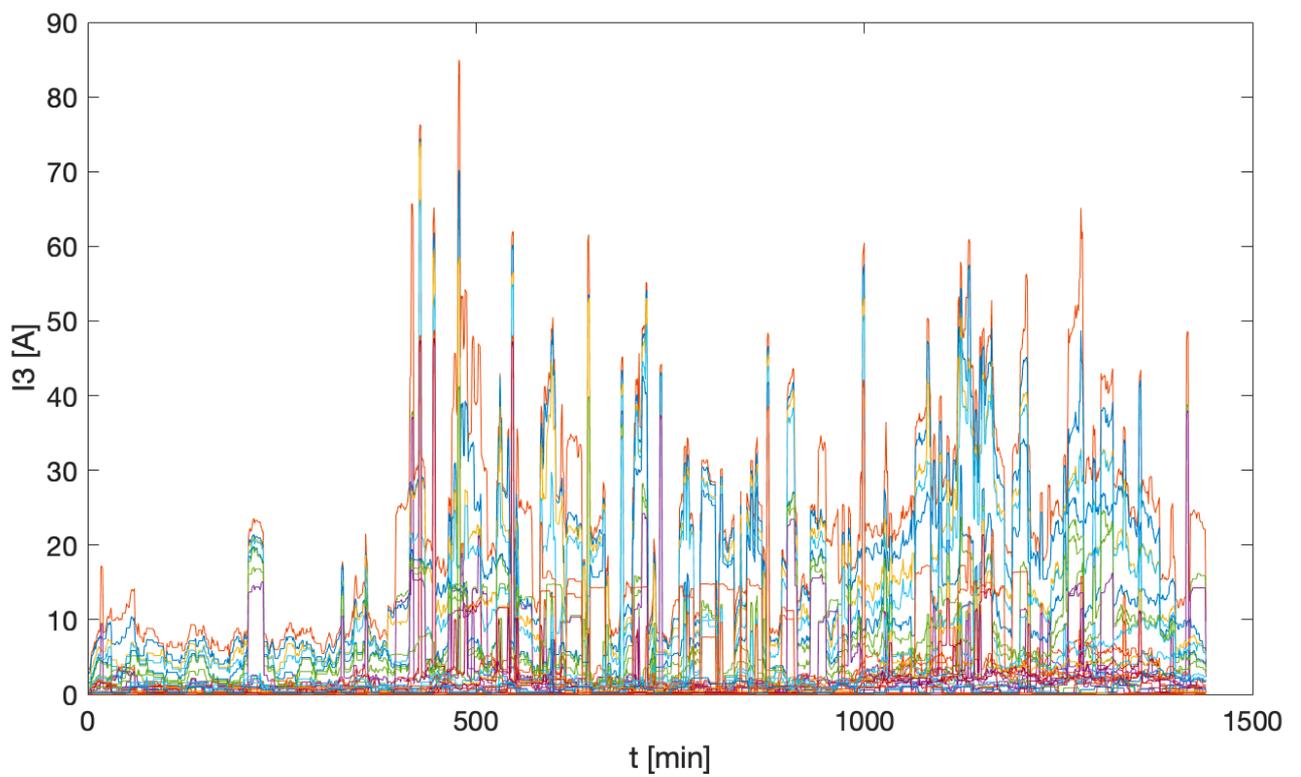


Figura 45: Andamento delle correnti nei rami della fase 1 nel tempo

Si confrontano le tensioni ai carichi 1, 32 e 53 corrispondenti rispettivamente ai nodi 34, 614 e 899 mostrando i grafici proposti da IEEE e quelli ottenuti nell'ambiente di calcolo. I tre carichi monofase sono connessi rispettivamente alle fasi 1, 3 e 2.

Nella Figura 46 si riportano i grafici riportati nella sezione IEEE.

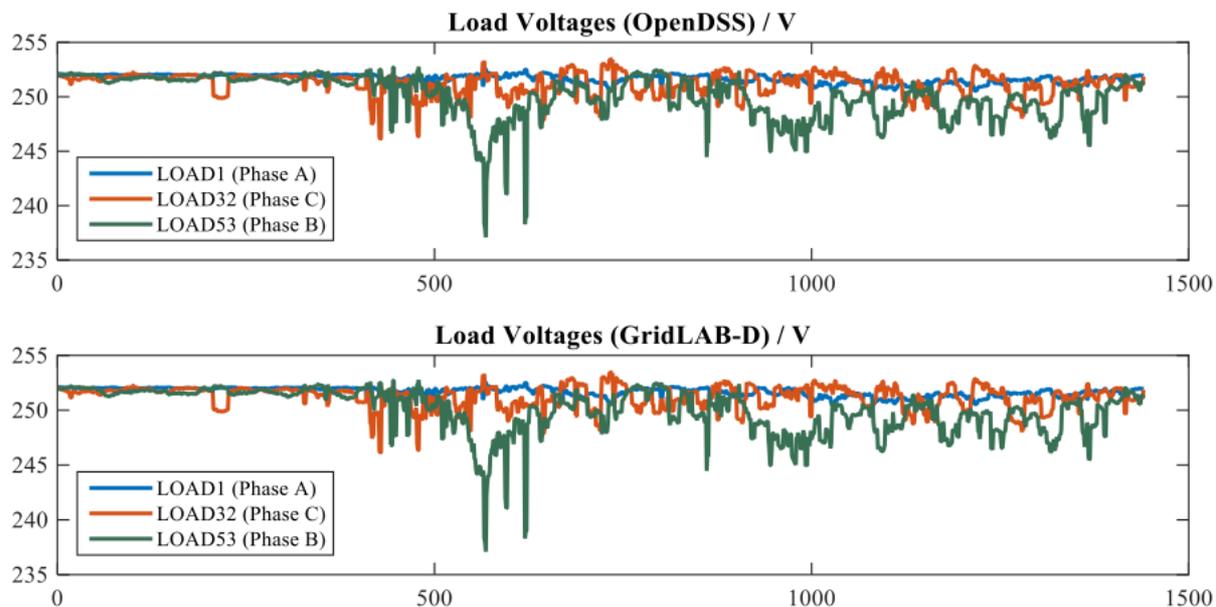


Figura 46: Andamento delle tensioni monofasi in tre carichi presentati da IEEE (IEEE European Test Feeder)

Nella Figura 47 si hanno i valori delle tensioni dei tre carichi calcolati in MATLAB.

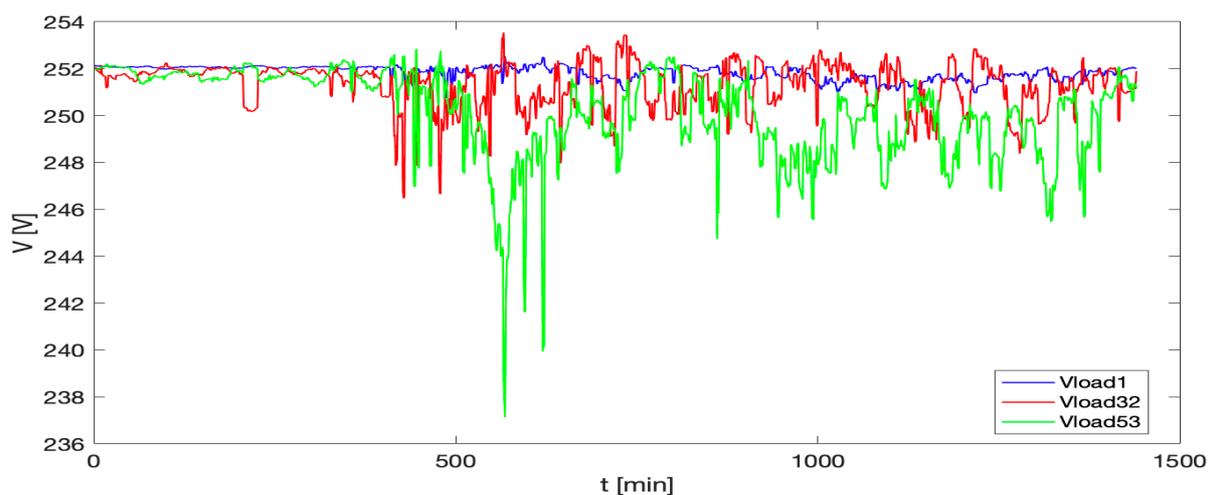


Figura 47: Andamento delle tensioni monofasi in tre carichi ottenute mediante Matlab

Come si nota dai grafici i risultati ottenuti sono compatibili con quelli presenti nella sezione IEEE.

L'analisi delle tensioni e delle correnti si conclude mostrando una particolarità nella tensione dovuta all'assegnazione numerica dei nodi che può essere spiegata grazie l'uso del grafo della rete riportato in Figura 48.

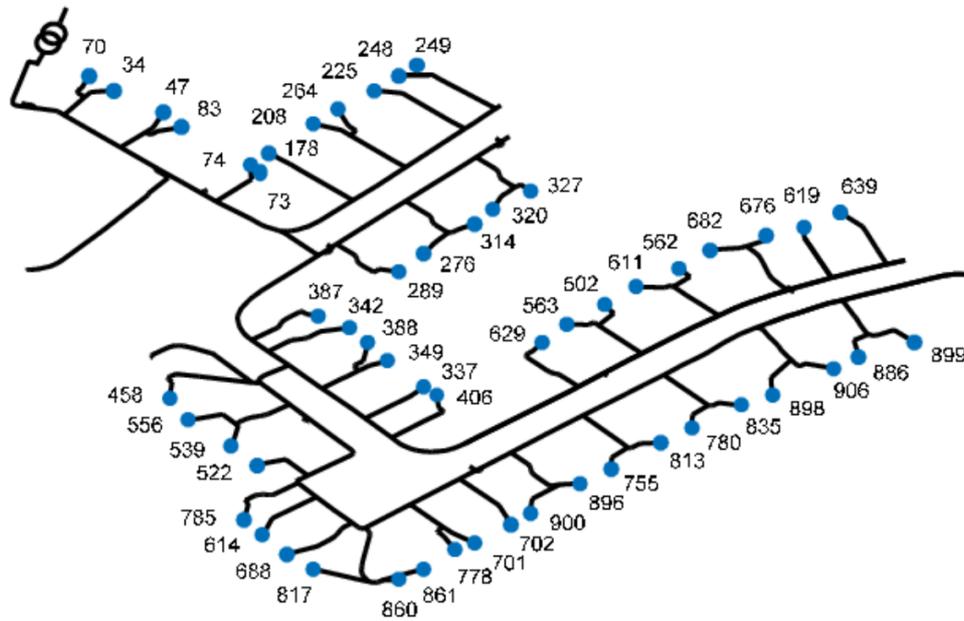


Figura 48: Grafo della rete con numerazione dei terminali

La tensione valutata nodo per nodo al minuto numero 566, ovvero l'istante di picco, nella Figura 49 mostra un andamento oscillante dovuto al fatto che i nodi terminali adiacenti tra loro hanno una numerazione diversa.

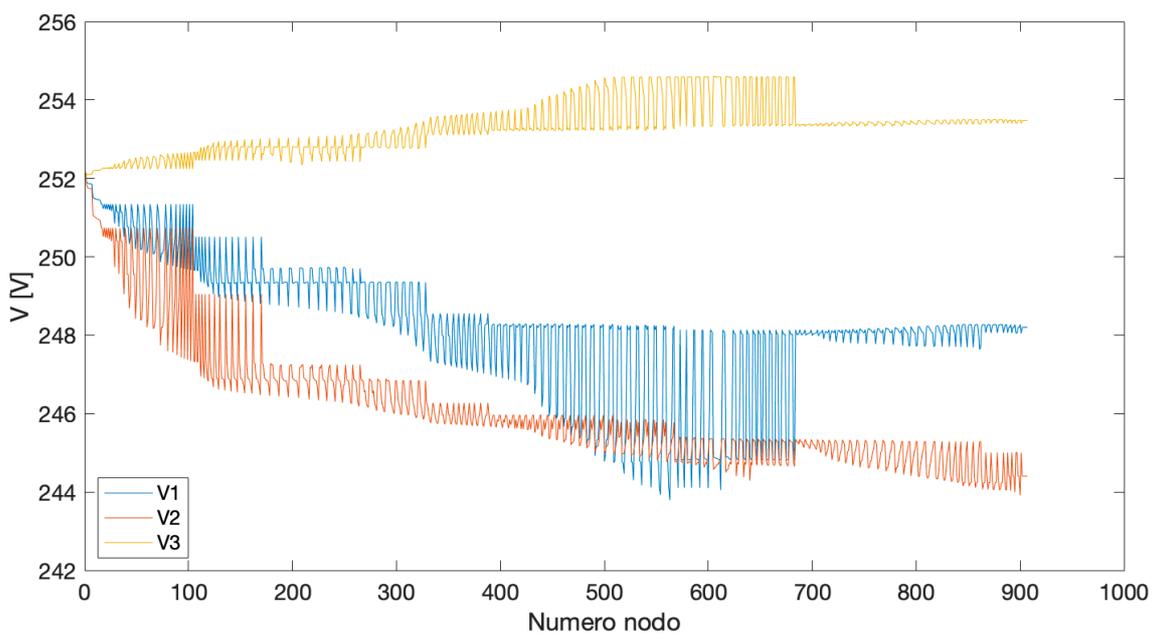


Figura 49: Andamento delle tensioni nodo per nodo

Per comprendere meglio la ragione per la quale si ha questo andamento, si analizzano le tensioni in tre nodi; i nodi che prenderemo come esempio sono i nodi 276 e 314 nella quale si hanno due carichi monofase collegati alla fase 2 e il nodo 261 che è il nodo alla quale sono connessi i due nodi terminali.

Numero nodo	V1 [V]	Deg(V1) [°]	V2 [V]	Deg(V2) [°]	V3 [V]	Deg(V3) [°]
261	252.0139	0.00	252.0323	-120.01	252.0666	120.00
276	252.0139	0.00	252.0305	-120.01	252.0666	120.00
314	252.0139	0.00	252.0311	-120.01	252.0666	120.00

Si nota subito quindi che in realtà l'andamento mostrato in Figura 49 è dovuto solamente alla numerazione dei nodi, in quanto non essendoci la generazione distribuita non sarebbe giustificato un continuo rialzo dei valori di tensione.

9. Impatto sulla potenza persa della granularità dei dati

9.1. Confronto tra il calcolo della potenza persa calcolata in due istanti e tramite media

Per quanto riguarda le perdite sulle linee della rete di bassa tensione europea si è voluto procedere seguendo due diverse tipologie di calcolo.

La prima di queste è la stessa utilizzata per l'analisi delle reti precedenti, nella quale si è calcolata la potenza persa istante per istante (ossia minuto per minuto). La seconda tipologia del calcolo della potenza persa non è più riferita ad un singolo istante ma si riferisce ad un periodo temporale specifico nella quale i dati saranno calcolati come media; in particolare, questo periodo temporale è di 15 minuti in quanto i contatori elettrici moderni sono in grado di fornire i dati riguardanti la potenza media tramite la telegestione per valori non inferiori a questo.

Con questa analisi si è potuto confrontare la differenza che si ha tra la lettura dei dati fatta ogni 15 minuti dei contatori reali rispetto a quella che si avrebbe con le letture fatte al minuto. In particolare, essendo la seconda tipologia di calcolo una media di 15 valori, ci si aspetta che questo valore in termini di perdite di potenza sulla linea sia minore rispetto al massimo ottenuto valutando minuto per minuto. Questo risultato è dimostrabile in maniera molto semplice tenendo conto che le perdite sono ottenute con un'elevazione di tipo quadratico; infatti, facendo la media di un qualsiasi numero di valori ed elevando al quadrato il risultato che si otterrà questo sarà sicuramente minore della somma dei quadrati dei singoli valori. Per comprendere meglio quanto detto, si mostra un esempio elementare; si prendano come valori 2 e 4, di questi si calcola la media che risulta essere ovviamente 3, si calcola il quadrato dei due valori e lo si somma: $2^2 + 4^2 = 20$, si fa lo stesso per il valore ottenuto dalla media tenendo conto che questo dovrà essere moltiplicato per il numero di valori che si sono analizzati e si otterrà: $3^2 \cdot 2 = 18$. Si nota immediatamente che il risultato ottenuto tramite la media, per effetto del quadrato sul valore di picco, sarà minore rispetto a quello che deriva dal calcolo dei singoli valori.

Nei due istogrammi riportati nella Figura 50 si mettono in evidenza i risultati dimostrati.

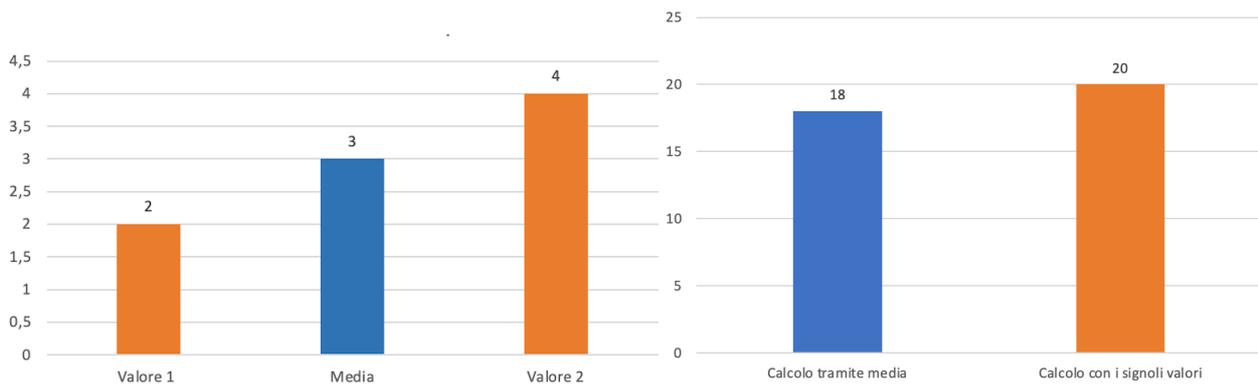


Figura 50: Istogrammi dei risultati dell'esempio

Per una linea trifase, se il calcolo avvenisse direttamente per le potenze totali della linea, sicuramente si avrebbe il valore di potenza persa al quarto di ora minore rispetto a quella calcolata minuto per minuto, ma poiché per eseguire il calcolo della potenza persa si è fatta la media delle potenze nei carichi nel quarto di ora e poi si è eseguito il BFS si avranno in alcune fasi dei valori di potenza persa calcolate al quarto d'ora maggiori rispetto a quelle calcolate al minuto. Questo risultato è dovuto al fatto che eseguendo il BFS si ottiene uno spostamento del centro stella, ed essendo le correnti dipendenti tra loro quando si prende un solo valore anziché 15 può succedere che il valore in una fase sia molto minore e in un'altra sia molto maggiore e ciò significa che calcolando le potenze perse si possono ottenere valori al quarto d'ora maggiori rispetto a quelli calcolati al minuto.

Per l'analisi delle potenze perse si prende come riferimento la rete di Kersting con due esempi: nel primo caso si ipotizza di avere al nodo terminale un carico squilibrato in due passi temporali:

	P1 [kW]	P2 [kW]	P3 [kW]
Istante temporale 1	1000	0	500
Istante temporale 2	0	1000	500

Si sceglie inoltre un valore di $\cos\varphi$ pari a 0.9 in modo tale da avere il valore della potenza reattiva nelle tre fasi pari al prodotto tra la potenza attiva e la tangente di φ che è pari a 0.3287.

Anche in questo caso si confrontano i valori che si otterranno di potenza persa con quelli ottenuti ricostruendo la potenza nei carichi come media, da cui si otterrà ai carichi la seguente potenza

	P1 [kW]	P2 [kW]	P3 [kW]
Media della potenza nel tempo	500	500	500

Eseguendo il BFS con i due carichi e tenendo conto che il primo avrà due passi temporali, si possono calcolare i valori di energia persa nella linea; in particolare si mostra in tabella il valore di potenza persa nella linea con il calcolo a due passi temporali:

	P1 [kWh]	P2 [kWh]	P3 [kWh]	Totale [kWh]
Istante temporale 1	19.6928	0	2.9317	22.624
Istante temporale 2	0	19.3229	3.5314	22.854
Totale [kWh]	19.6928	19.3229	6.4631	45.478

Per il caso di potenza al carico calcolata come media si hanno i seguenti valori di energia persa sulle tre fasi:

P1 [kWh]	P2 [kWh]	P3 [kWh]	Totale [kWh]
6.396	6.442	6.552	19.391

Il calcolo della potenza persa sulle tre fasi è stato effettuato con il metodo di separazione delle fasi tenendo conto che la rete di Kersting è una rete asimmetrica trifase con neutro; perciò, per evitare di ricadere nel paradosso che si nota nell'articolo di Kersting riguardante le potenze perse, si è diviso il calcolo tenendo conto della fase di terra e del neutro, come già analizzato nel capitolo 3.

Dai valori riportati in tabella è evidente, guardando il totale della potenza persa sulla linea, che effettuando il calcolo con un solo istante di tempo anziché due il valore delle perdite è molto minore; ciò significa che se in una rete si analizza ad esempio il valore delle potenze ai carichi con una distanza tra una misura e l'altra di un'ora piuttosto che di mezz'ora, le perdite della rete conteggiate come perdite di tipo tecnico sarebbero meno attendibili, e si rischia di attribuire un valore alle perdite di tipo non tecnico molto maggiore di quello reale.

Il secondo esempio viene condotto immaginando di avere una rete con un utente attivo per valutare cosa accadrebbe se in una mezz'ora della giornata l'utenza assorbisse energia della rete e nella mezz'ora successiva erogasse energia verso rete avendo a disposizione un contatore che effettua le letture con intervalli di un'ora.

Si esegue quindi il BFS ipotizzando di avere al nodo terminale il seguente tipo di carico trifase:

	P1 [kW]	P2 [kW]	P3 [kW]
Istante temporale 1	1000	0	-1000
Istante temporale 2	-1000	0	1000

Si sceglie inoltre un valore di $\cos\varphi$ nuovamente pari a 0.9 e si valutano i carichi come media dei due passi temporali:

	P1 [kW]	P2 [kW]	P3 [kW]
Media della potenza nel tempo	0	0	0

Si svolge il calcolo del flusso di potenza con i due carichi e tenendo conto che il primo avrà due passi temporali, nello specifico si mostra in tabella il valore di energia persa nella linea con il calcolo a due passi temporali:

	P1 [kWh]	P2 [kWh]	P3 [kWh]	Totale[kWh]
Istante temporale 1	32.7815	0	27.5702	60.3517
Istante temporale 2	26.8262	0	33.3472	60.1734
Totale [kWh]	59.6077	0	60.9174	120.5251

Per il caso di potenza al carico calcolata come media si hanno i seguenti valori di energia persa sulle tre fasi:

P1 [kWh]	P2 [kWh]	P3 [kWh]	Totale [kWh]
0	0	0	0

In questo esempio si vuole quindi mettere in evidenza che in presenza di un utente attivo il calcolo della energia persa sulla linea, immaginando che i passi temporali siano rappresentativi della mezz'ora e la media di un'ora, possano in un caso limite come questo dare delle informazioni completamente diverse; in particolare; nel calcolo all'ora si hanno delle potenze perse sulla linea nulle e quindi la linea appare completamente scarica senza circolazione di corrente, in realtà quello che succede è ben diverso perché già dall'analisi a due passi temporali si nota che la potenza persa non è nulla e nella rete circola una corrente diversa da zero.

Si evince quindi in questi due esempi come le valutazioni dei valori di potenza ai carichi debbano essere fatte con il maggior numero possibile di letture nel tempo.

9.2. Calcolo della potenza persa nella rete europea al minuto e al quarto d'ora

Si analizzano i valori di potenza persa ottenuti nella rete di bassa tensione europea calcolata con i valori dei carichi al quarto d'ora e al minuto.

Innanzitutto, si mostrano i risultati della potenza attiva e reattiva ai carichi avendo calcolato la media dei valori al quarto d'ora, da cui si nota che il valore massimo sia molto minore rispetto a quello che si ha con i carichi al minuto in quanto facendo la media si tagliano i valori di picco delle potenze.

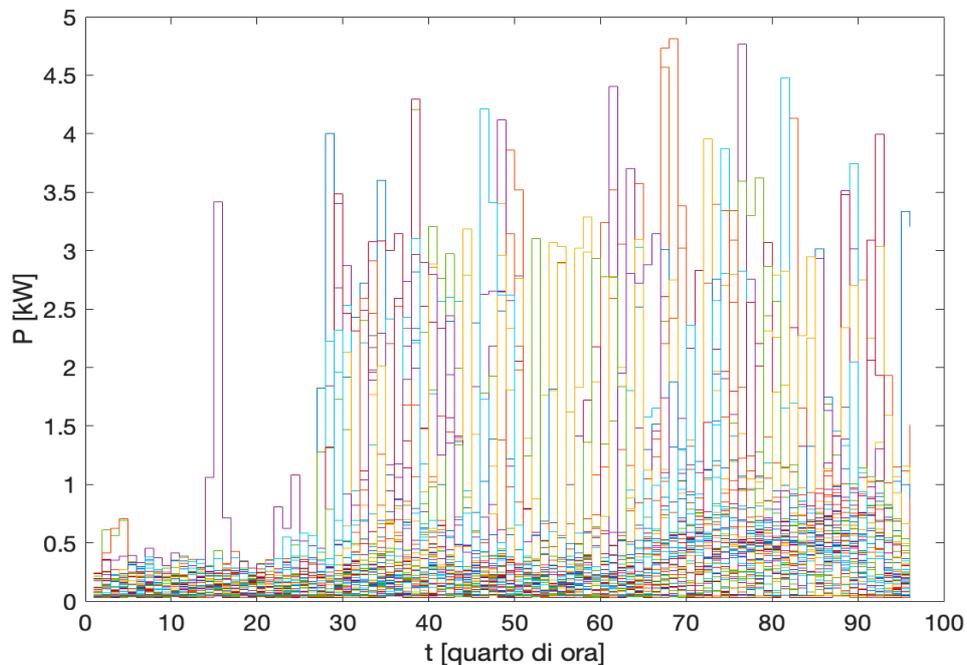


Figura 51: Potenza attiva ai carichi al quarto d'ora

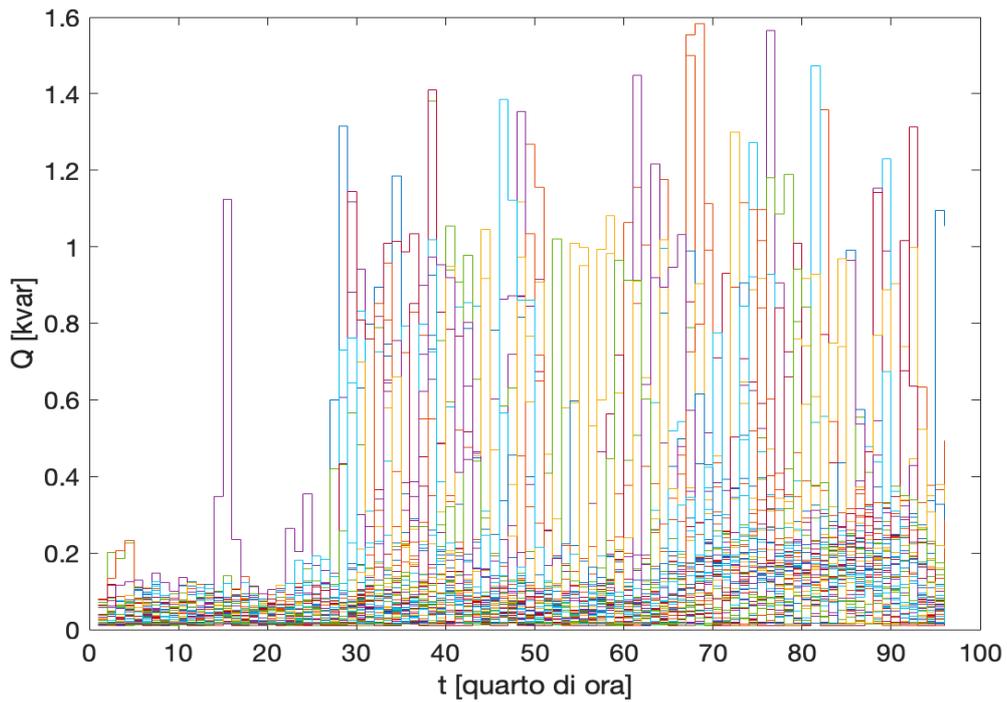


Figura 52: Potenza reattiva ai carichi al quarto d'ora

L'analisi parte dal confronto delle energie perse totali, dove per totali si intende la somma delle perdite su tutti i rami, in modo tale da verificare che in termini di energia persa totale il calcolo fatto al minuto piuttosto che al quarto d'ora dia dei valori maggiori.

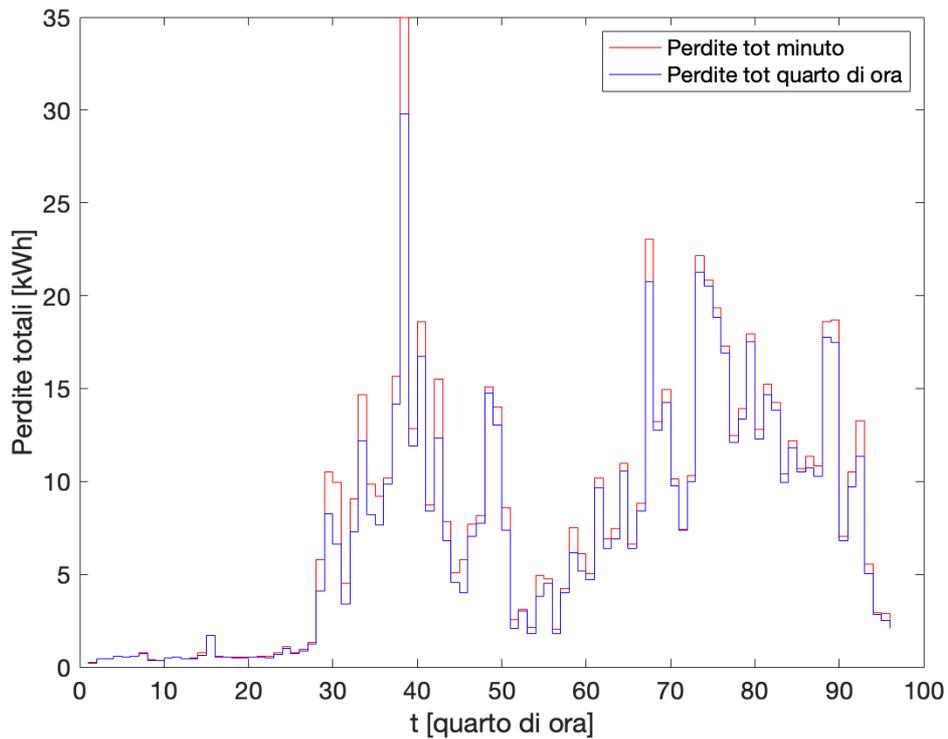


Figura 53: Confronto delle energie perse totali

Le aziende che si occupano di distribuzione elettrica che dispongono dei valori ai carichi al quarto d'ora potrebbero quindi classificare la potenza persa non conteggiata come perdite di tipo non tecnico. Per confrontare il calcolo delle potenze perse con i due intervalli temporali si è scelto di analizzare il nodo nella quale si ha il primo carico ovvero il nodo 34 e lo si valuta nei seguenti modi:

1. Calcolo della differenza tra le due potenze perse
2. Calcolo della riduzione percentuale esatta
3. Calcolo della riduzione percentuale usando come riferimento il valore al quarto d'ora

Nel primo caso si è semplicemente effettuata la differenza tra il valore della energia persa al minuto rispetto a quella al quarto d'ora, ottenendo così in Figura 54 in termini assoluti l'energia persa che non viene considerata facendo il calcolo al quarto d'ora.

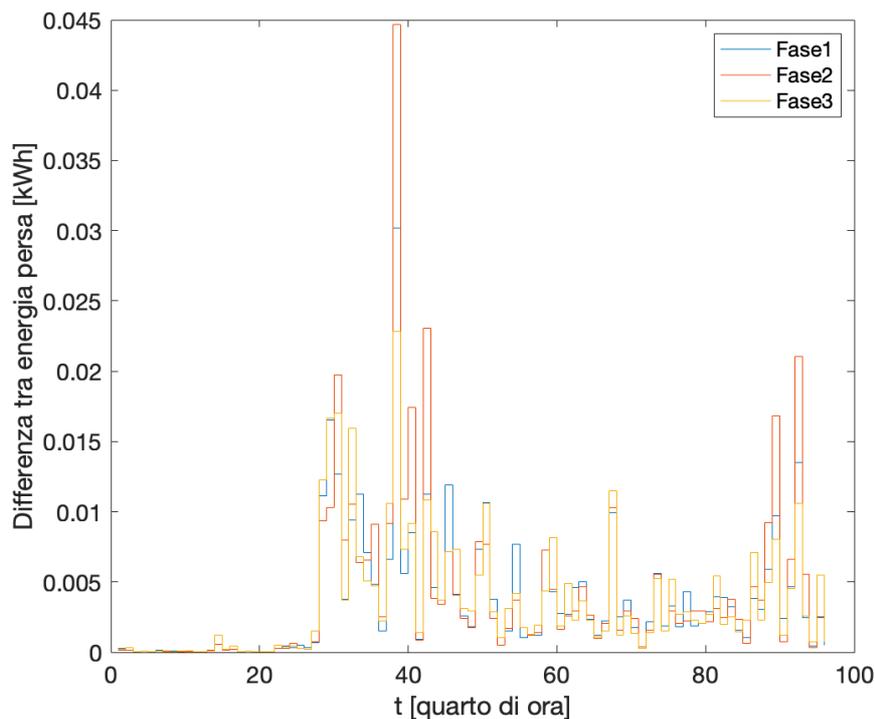


Figura 54: Differenza tra l'energia persa al minuto e al quarto d'ora nelle tre fasi

Nel secondo caso si effettua il calcolo della riduzione percentuale tra i due valori di energia persa utilizzando la formulazione corretta, ovvero facendo la differenza della due potenze perse rispetto al valore più attendibile cioè quello calcolato al minuto:

$$Rid\% = \frac{\text{Energia persa al minuto} - \text{Energia persa al quarto d'ora}}{\text{Energia persa al minuto}}$$

Una volta che si è eseguito il calcolo della riduzione percentuale si stampano i valori nei 96 quarti d'ora per mostrare in termini di percentuale l'energia persa non conteggiata facendo il calcolo al minuto.

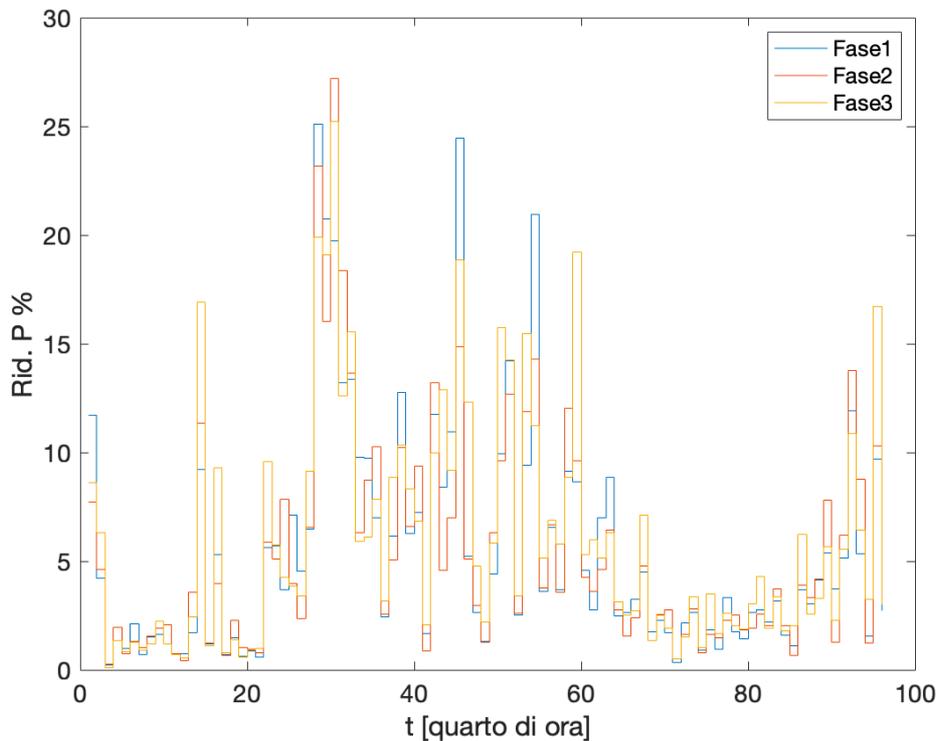


Figura 55: Riduzione percentuale dell'energia nei 96 quarti d'ora nelle tre fasi

Dal grafico si nota che si hanno dei valori di energia persa che non viene conteggiata, facendo il calcolo al quarto d'ora, oltre il 25%.

La terza tipologia di calcolo si esegue per valutare il calcolo della riduzione percentuale con riferimento il valore al quarto d'ora; perciò, la formulazione di riduzione percentuale diventa la seguente:

$$Rid\% = \frac{\text{Energia persa al minuto} - \text{Energia persa al quarto d'ora}}{\text{Energia persa al quarto d'ora}}$$

Si ottengono quindi dei valori maggiori rispetto al secondo caso in quanto il valore al denominatore è minore:

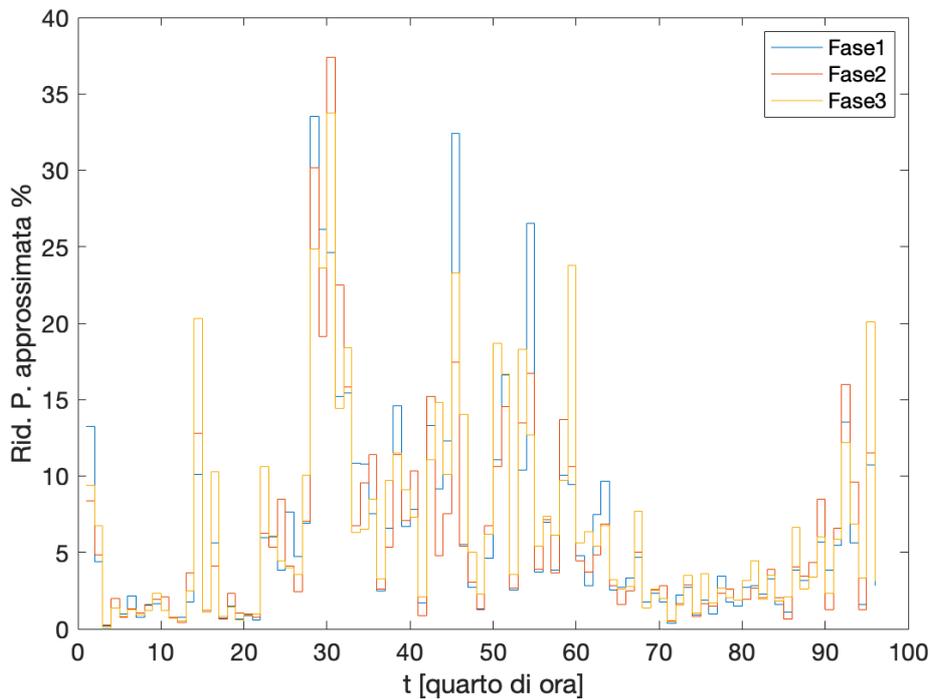


Figura 56: Riduzione percentuale dell'energia approssimata nei 96 quarti d'ora nelle tre fasi

In realtà dal calcolo della riduzione percentuale esatta non si ottengono sempre valori positivi, in quanto a causa dello spostamento del centro stella si possono avere dei valori di energia persa al quarto d'ora maggiori, anche se come si è visto in termini di energia persa totale sulla dorsale il valore delle perdite al minuto rimane maggiore.

Per valutare in termini quantitativi quanto il valore dell'energia persa al quarto d'ora possa essere maggiore in alcuni casi, si mostra l'andamento dei valori minimi della differenza tra l'energia persa al minuto rispetto a quella al quarto d'ora avendo prima fatto la somma dei valori sulle tre fasi.

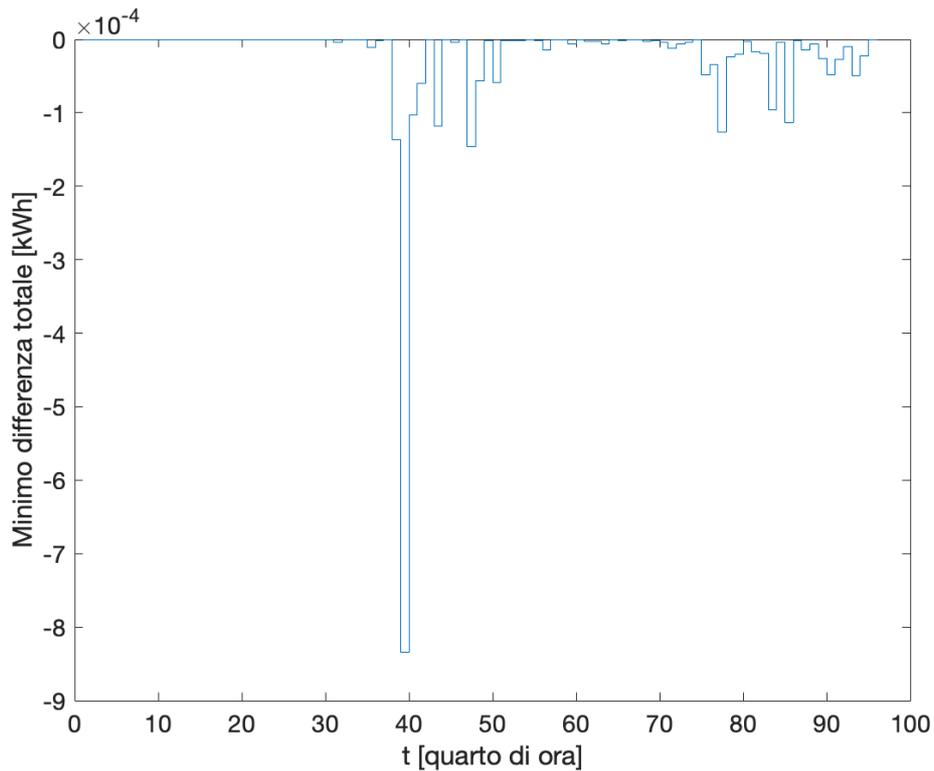


Figura 57: Minimo tra la differenza delle energie perse al minuto e quelle perse al quarto d'ora

Come detto si hanno dei valori negativi che hanno però ordine di grandezza di 10^{-4} , in quanto sono dovuti alla compensazione tra le fasi delle correnti allo spostarsi del centro stella.

Si vuole valutare più al dettaglio quello che succede nel momento in cui si ha il valore massimo negativo e si trova il nodo in cui si ha questo valore che risulta essere il nodo 691, si analizza allora cosa succede in questo nodo come fatto nell'esempio del carico 1.

Nella Figura 58, nella quale si hanno i valori sulle tre fasi della differenza tra l'energia persa al minuto rispetto a quella al quarto d'ora, si notano valori negativi con il valore minimo al quarto d'ora numero 39 come ci si attendeva dalla Figura 57.

Si riportano i risultati della riduzione percentuale esatta e di quella definita come approssimata nella quale rispetto al carico 1 si notano dei valori molto più elevati dovuti al fatto che le differenze sono in questo caso effettuate tra valori più piccoli. Inoltre, si verifica anche che al quarto d'ora numero 39 si ha una riduzione percentuale negativa.

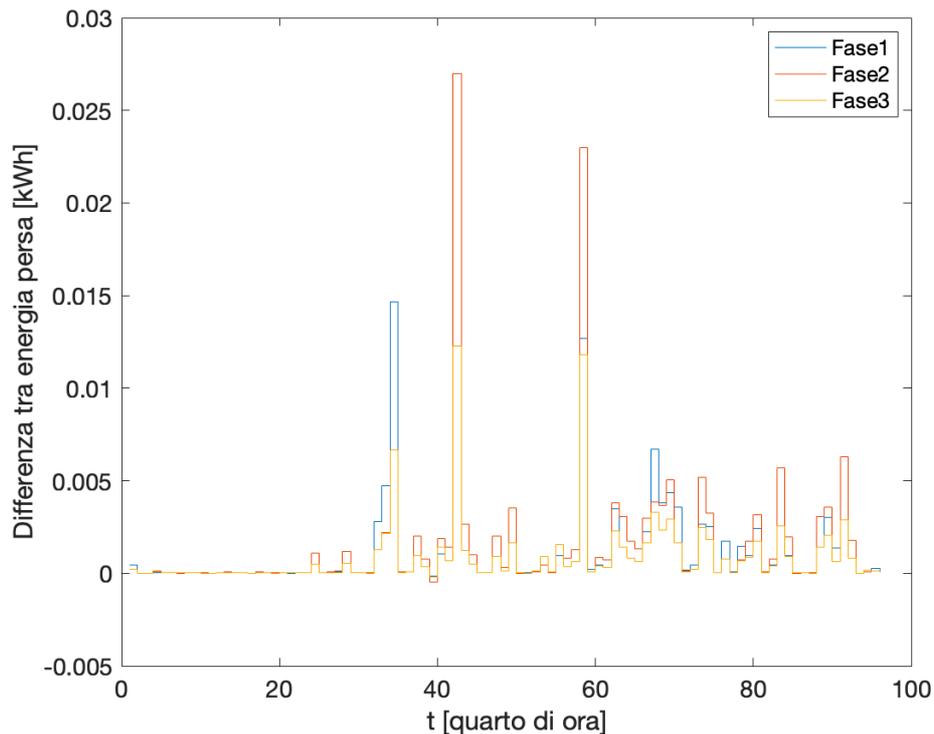


Figura 58: Differenza tra l'energia persa al minuto e al quarto d'ora nelle tre fasi

Nella Figura 59 viene mostrata la riduzione percentuale ottenuta con la formula esatta.

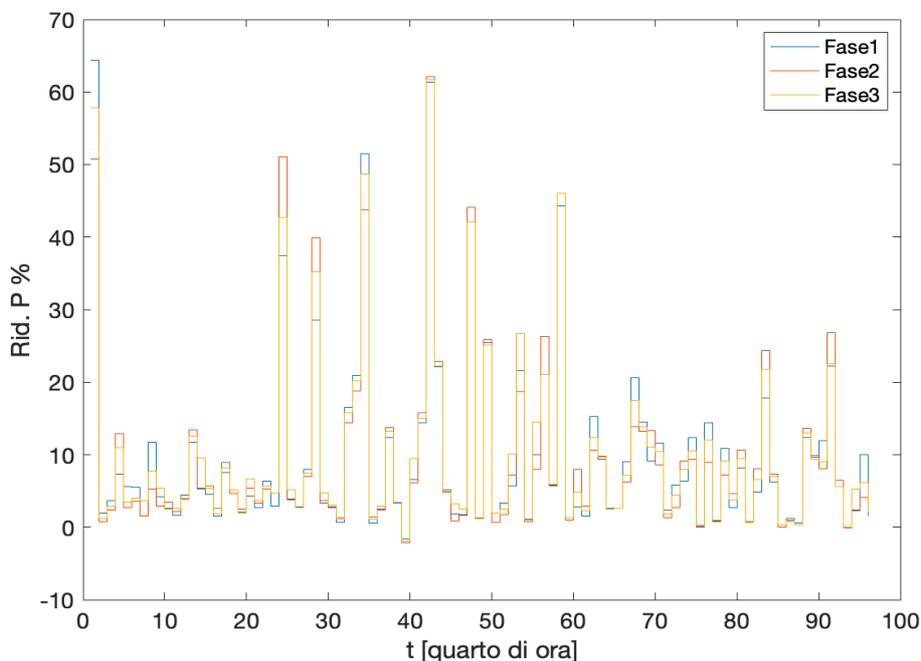


Figura 59: Riduzione percentuale dell'energia nei 96 quarti d'ora nelle tre fasi

Nella Figura 60 viene mostrata la riduzione percentuale ottenuta con la formula approssimata, nella quale si ottengono dei valori percentuali che superano il 100% a causa del fatto che si è scelto di

utilizzare come denominatore il valore della potenza persa al quarto d'ora e quindi dove si hanno differenze molto elevate al numeratore si possono ottenere dei valori superiori al 100%.

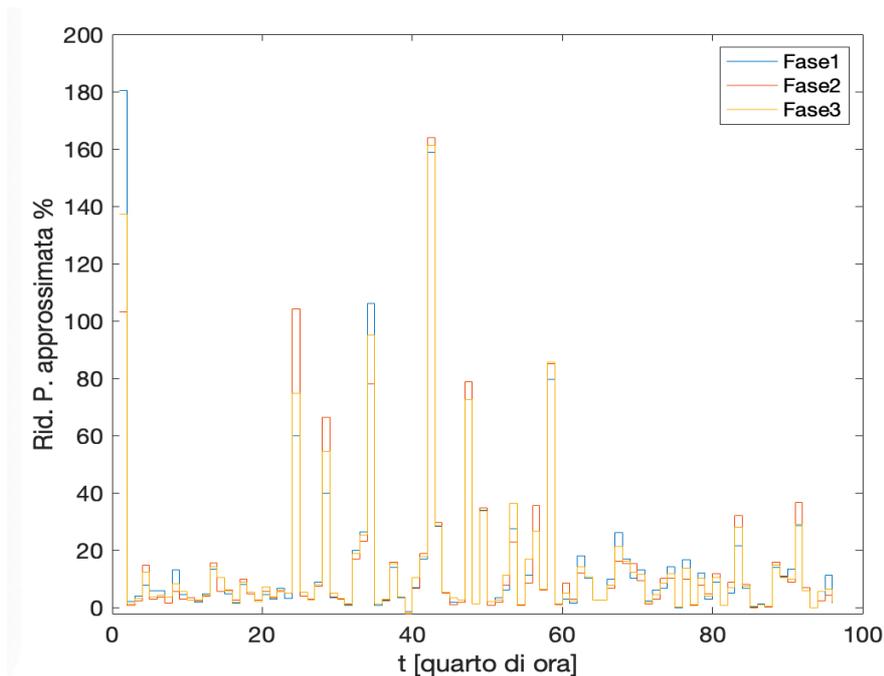


Figura 60: Riduzione percentuale dell'energia approssimata nei 96 quarti d'ora nelle tre fasi

Per concludere l'analisi della potenza persa si presentano i risultati in forma statistica servendosi della funzione boxplot presente nella libreria di Matlab, che data in input una matrice fornisce un riquadro per ogni colonna di essa, su ciascuna casella il segno centrale indica la mediana del campione e i bordi inferiore e superiore della casella indicano rispettivamente il venticinquesimo e il settantacinquesimo percentile, la distanza tra la parte inferiore e quella superiore di ciascuna casella è l'intervallo interquartile. I baffi sono linee che si sviluppano sopra e sotto ogni scatola e vanno dalla fine dell'intervallo interquartile all'osservazione più lontana all'interno della lunghezza dei baffi (il valore adiacente). I valori oltre la lunghezza dei baffi sono contrassegnati come valori anomali, che vengono tracciati individualmente utilizzando il simbolo dell'indicatore "+".

Le tacche mostrano la variabilità della mediana tra i campioni. La larghezza di una tacca viene calcolata in modo che le caselle le cui tacche non si sovrappongono abbiano mediane diverse al livello di significatività del 5%.

Tramite questa funzione si mostra la variabilità dell'energia persa calcolata al minuto sommando i valori sulle tre fasi avendo sulle ascisse i 96 quarti d'ora. Nel grafico di Figura 61 si mostra l'andamento statistico avendo eseguito il flusso di potenza con i dati delle potenze al minuto.

Nel grafico di Figura 62 invece viene mostrato l'andamento statistico avendo eseguito il flusso di potenza con i dati delle potenze al quarto d'ora.

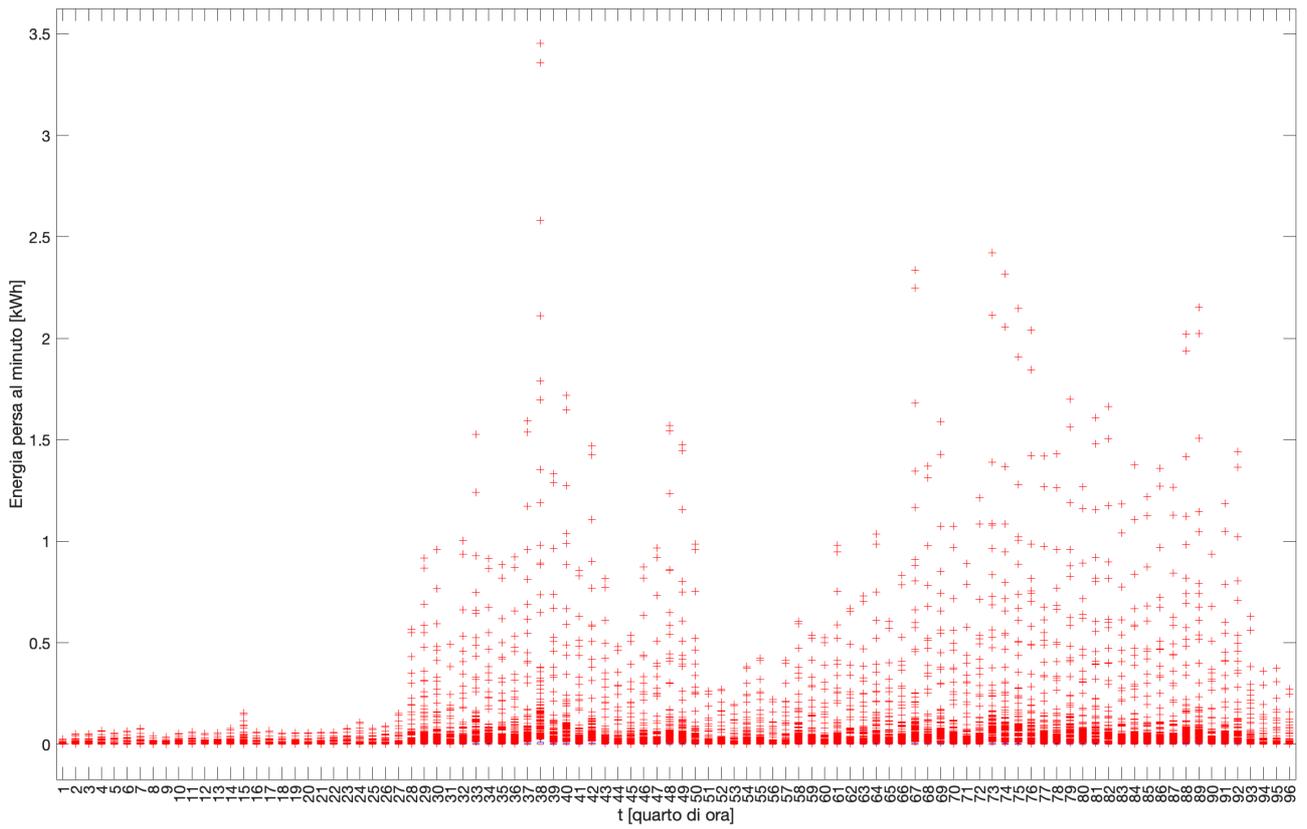


Figura 61: Andamento statistico dell'energia persa con calcolo al minuto

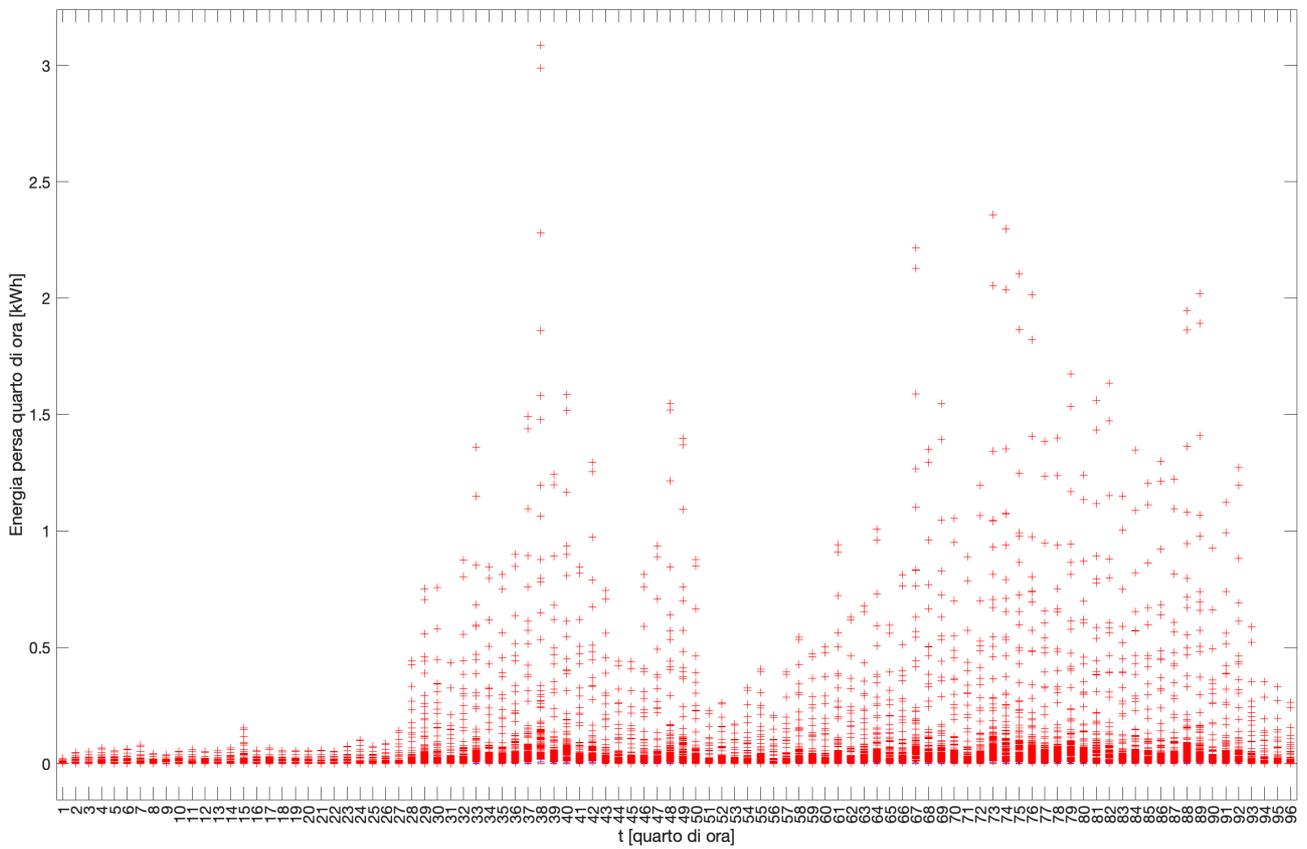


Figura 62: Andamento statistico dell'energia persa con calcolo al quarto d'ora

Nei due grafici vengono esclusi i valori di energia persa uguali a zero, in quanto essendo la rete molto scarica si avrebbero dei valori di energia presa nulla che invaliderebbero i risultati della statistica ottenuta mediante il boxplot. Si nota inoltre un gran numero di anomalie nei grafici dovuti al fatto che la rete è molto particolare, in quanto una rete reale avrebbe un numero di carichi molto maggiore.

10. Conclusioni

Con questo lavoro si è cercato di approfondire il tema delle reti di distribuzione, in quanto rappresentano una parte sempre più fondamentale nel sistema elettrico; infatti, con la diffusione sempre maggiore della generazione distribuita e dell'aumento dei consumi dovuto ai nuovi dispositivi elettrici, la rete di distribuzione deve essere adeguata e modernizzata.

Si sono quindi analizzati i sistemi elettrici di riferimento messi a disposizione nella documentazione IEEE con l'intento di valutare come la rete potrà rispondere alla maggiore richiesta di energia e alla diffusione degli impianti di generazione distribuita, concentrandosi sullo studio delle potenze perse sulle linee avendo a disposizione i sistemi di lettura al quarto d'ora e al minuto. Dai risultati ottenuti si è potuto concludere che con i contatori a disposizione dei distributori di energia elettrica sarà sempre più difficile poter fare una valutazione di ciò che succede sulla rete e di conseguenza adeguare alla rete alle nuove richieste, diventa quindi indispensabile trovare delle soluzioni che permettano di avere i dati elettrici della rete se non in tempo reale almeno al minuto. In realtà i contatori di energia moderni sono in grado di eseguire letture al minuto, ma i valori vengono letti solamente ogni quarto d'ora perché non si è ancora in grado di inviare, gestire e analizzare i dati di tutti i contatori se fossero registrati al minuto.

Si auspica che in futuro si possano usare i risultati ottenuti per poter fare delle valutazioni sempre più dettagliate che permettano di sviluppare la rete elettrica in contemporanea ai nuovi tipi di generazioni distribuite ed inoltre ci si augura che con il lavoro effettuato si possano trovare ulteriori sviluppi sia nelle comunità energetiche che nelle reti pubbliche.

11. Bibliografia

G. Chicco, "Electrical Load Representation", Distribuzione e utilizzazione dell'energia elettrica, Politecnico di Torino, a.a. 2020-2021.

G. Chicco, "Allocazione delle perdite nelle reti radiali", Distribuzione e utilizzazione dell'energia elettrica, Politecnico di Torino, a.a. 2020-2021.

G. Chicco, "Distribution system analysis", Distribuzione e utilizzazione dell'energia elettrica, Politecnico di Torino, a.a. 2020-2021.

(Kersting 2004) W.H. Kersting, "The computation of neutral and dirt currents and power losses," IEEE PES Power Systems Conference and Exposition 2004, New York, NY, USA, vol. 1, pp. 213–218, 2004.

(Ciocia, Chicco e Spertino, 2020) Alessandro Ciocia, Gianfranco Chicco and Filippo Spertino, "Benefits of On-Load Tap Changers Coordinated Operation for Voltage Control in Low Voltage Grids with High Photovoltaic Penetration", IEEE 2020 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies, Istanbul, Turkey.

Enrico Carpaneto, Gianfranco Chicco, and Jean Sumaili Akilimali, "Loss Partitioning and Loss Allocation in Three-Phase Radial Distribution Systems with Distributed Generation", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, August 2008.

Matthew J. Reno, Jeremiah Deboever, Barry Mather, "Motivation and Requirements for Quasi-Static Time Series (QSTS) for Distribution System Analysis", 2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Chicago, IL, USA.

IEEE Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection, New York, NY, USA 2013.

Robert J. Broderick, Jimmy E. Quiroz, Matthew J. Reno, Abraham Ellis, Jeff Smith, and Roger Dugan, "Time Series Power Flow Analysis for Distribution Connected PV Generation", SANDIA REPORT, January 2013.

Arpan Koirala, Reinhilde D'hulst and Dirk Van Hertem, "Impedance modelling for European style Distribution Feeder", 2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), Porto, Portugal.

Radial Distribution Test Feeders, Distribution System Analysis Subcommittee Report, 2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings, Columbus, OH, USA

H. C. Albrecht, Transformer Tap Changing Under Load, December 1925.

Aleksandar M. Stanisavljevic, Vladimir A. Katic, Boris P. Dumnic, Bane P. Popadic, "A Brief Overview of the Distribution Test Grids with a Distributed Generation Inclusion Case Study", Serbian Journal of Electrical Engineering, Vol. 15, No. 1, February 2018, 115-129.

CEI Magazine: <https://ceimagazine.ceinorme.it/ceiagora/commutatori-carico-nei-trasformatori-potenza/>, 2022.

Wikipedia: https://en.wikipedia.org/wiki/Tap_changer, 2022.

Research Gate: https://www.researchgate.net/figure/Single-line-diagram-of-the-IEEE-European-LV-Test-Feeder_fig4_323029189, 2022.

(IEEE European Test Feeder) The IEEE European Low Voltage Test Feeder, <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>, May 19, 2015.