



UNIVERSITÀ  
DEGLI STUDI  
DI PADOVA

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

**Dipartimento di Ingegneria Industriale DII**

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria dell'Energia Elettrica

## Analisi dei flussi di potenza in reti dissimmetriche

Relatore: Prof. Roberto Turri

Correlatore: Ing. Massimiliano Coppo

Laureanda: Valentina Cazzador

Matricola: 1106576

Anno Accademico 2016/2017

# Indice

<b>Introduzione</b>	3
<b>Capitolo 1 - Teoria del modello multiconduttore.</b>	5
1.1 Costruzione della matrice alle ammettenze della rete nuda.	6
1.1.1 Matrice alle ammettenze delle linee.	7
1.1.2 Matrice alle ammettenze dei trasformatori.	9
1.2 Costruzione della matrice alle ammettenze di carichi e generatori.	12
1.3 Ciclo iterativo.	15
<b>Capitolo 2 - Trasformatore “multifunzione”.</b>	17
2.1 Sviluppo del modello	18
2.1.1 Passaggio da un sistema trifase su tre conduttori a un sistema trifase su n conduttori e ritorno.	20
2.1.2 Passaggio da un sistema trifase a un sistema a un sistema tetrafase.	22
2.1.3 Passaggio da una terna trifase a un unico conduttore monofase equivalente e ritorno.	24
<b>Capitolo 3 - Variazione del numero di conduttori mediante il trasformatore         multifunzione.</b>	31
3.1 Applicazione a rete di prova.	31
<b>Capitolo 4 - Modello monofase equivalente delle linee.</b>	38
4.1 Significato e utilizzo del modello monofase.	38
4.2 Considerazioni sul valore dell’impedenza alla sequenza diretta.	39
4.3 Applicazioni a reti di prova: linea a sbalzo.	41
4.3.1 Rete in BT.	44

4.3.2 Rete in MT.	48
4.3.3 Rete in AT.	52
4.3.4 Rete in AAT.	56
4.3.5 Considerazioni sui risultati.	60
<b>Capitolo 5</b> –Applicazione del modello multiconduttore-monofase equivalente a rete reale in AAT/AT, con linee in doppia terna.	61
5.1 Confronto tra la rete considerata alle fasi e al multiconduttore-monofase equivalente.	61
5.2 Confronto tra i risultati ottenuti simulando la rete mediante il modello multiconduttore-monofase equivalente, in cui un tratto viene mantenuto nella configurazione classico-multiconduttore, e i risultati ottenuti dalla simulazione solo classico-multiconduttore.	72
<b>Conclusioni</b>	76
<b>Bibliografia</b>	77
<b>Appendice</b> – Script di calcolo	79

# Introduzione

L'analisi dei flussi di potenza nella rete elettrica è attualmente condotta mediante i metodi iterativi di Newton-Raphson o Gauss-Seidel e le loro versioni disaccoppiate. Questi metodi risultano robusti e veloci, anche per reti estese, ma non consentono un'analisi multi fase (tipicamente associata a reti operanti in regime squilibrato), se non attraverso approssimazioni necessarie a consentire l'applicazione del metodo di calcolo numerico. Se l'analisi si limita a un sistema di trasmissione, questa limitazione è accettabile, poiché l'analisi del solo schema monofase equivalente produce risultati che possono essere estesi alle altre fasi con un errore trascurabile. Diversamente, nella rete di distribuzione, gli squilibri dovuti alla disomogeneità dei carichi fanno cadere l'ipotesi di perfetta simmetria ed equilibrio del sistema, obbligando a tener conto delle tre sequenze diretta, inversa e omopolare. Quest'approccio è chiaramente più oneroso di quello monofase equivalente, ma necessario.

A partire dal 2016, Enel ha finanziato un progetto di ricerca finalizzato alla messa a punto di un modello di calcolo, che consenta l'analisi di reti in regime squilibrato al fine di valutarne l'efficienza. Uno gli obiettivi del progetto è quello di simulare metodologie di gestione della rete di distribuzione, per considerarne gli effetti su porzioni più vaste del sistema elettrico.

Questo lavoro di tesi si inserisce nell'attività di sviluppo dello strumento di simulazione di flussi di potenza, allo scopo di renderne più agevole l'applicazione sia in reti di distribuzione sia in reti di trasmissione.

Nella prima parte, il modello è stato adattato per poter variare a qualsiasi nodo della rete il numero di conduttori effettivamente considerati nell'analisi di un tratto di rete.

Nella seconda parte, si è cercato di utilizzare lo stesso approccio per convertire il modello di un tratto di rete dalla configurazione multiconduttore (i.e. completamente rappresentata per i conduttori che la compongono) a una configurazione a singolo conduttore (i.e. monofase equivalente). Quando l'ipotesi di rete simmetrica ed

equilibrata è accettabile, infatti, potrà essere sufficiente analizzare un solo conduttore, che rappresenta lo schema monofase equivalente della rete alla sequenza diretta, ammettendo un errore trascurabile. In questo modo, si riduce il costo computazionale dell'analisi (numero di iterazioni e tempo richiesto per giungere a convergenza).

Di fatto, questo approccio è analogo a quello attualmente usato dai metodi di Newton-Raphson e Gauss-Seidel, ma consente, allo stesso tempo, di incrementare il livello di dettaglio su ciascun tratto di rete, dove necessario.

Per attuare la variazione del numero di conduttori, si è scelto di usare un modello generalizzato del trasformatore (in questo caso, ideale e fittizio) al fine di introdurre le necessarie combinazioni tra le fasi del sistema per permettere la modifica del numero di conduttore esaminati o il passaggio al modello monofase equivalente. La condizione di idealità garantisce che il flusso di potenza non sia influenzato dalle perdite in questo trasformatore. Il modello del trasformatore utilizzato in questo lavoro si presta a quest'applicazione, in quanto consente di tener conto di diverse relazioni tra le tensioni a primario e secondario (sia in modulo che fase).

I capitoli che seguono sono organizzati nel seguente ordine: il capitolo 1 descrive la teoria del modello multiconduttore sviluppata nell'ambito del progetto sopra citato; il capitolo 2 descrive il modello del trasformatore creato in questo lavoro di tesi; il capitolo 3 riporta alcuni esempi di applicazione per modificare il numero di conduttori in tratti di rete a sbalzo; il capitolo 4 riporta le considerazioni che hanno portato alle specifiche dell'unico conduttore usato per descrivere tratti di rete con il modello monofase equivalente e alcuni casi studio su reti di prova; il capitolo 5 contiene alcuni esempi di applicazione del modello monofase equivalente su un tratto della rete nazionale inglese. Nelle appendici sono riportati gli script fondamentali usati per l'implementazione del calcolo.

# Capitolo 1

## Teoria del modello multiconduttore.

L'approccio all'analisi dei flussi di potenza utilizzato in questo lavoro di tesi si basa sul modello multiconduttore, con iniezione di correnti di correzione, inizialmente proposto in [1]. La novità del metodo consiste nel considerare i carichi e i generatori connessi alla rete come costituiti dal parallelo di ammettenze costanti al variare della tensione e di iniettori di corrente di correzione, il cui valore viene variato in base al reale assorbimento (o generazione) di potenza del carico (o generatore).

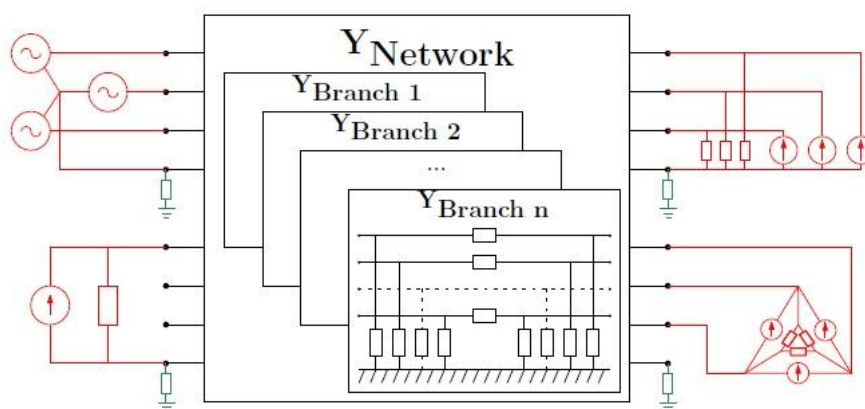
I vantaggi di questo approccio sono principalmente due. In primo luogo, la matrice alle ammettenze complessiva della rete (rete passiva, ammettenze costanti di carichi e generatori) permette di rappresentare con sufficiente dettaglio ciascuno dei conduttori individualmente, permettendo di valutare i mutui accoppiamenti tra fase e fase e le specifiche condizioni di messa a terra ai nodi di rete. In secondo luogo, non sarà più necessario invertire la matrice alle ammettenze della rete a ogni iterazione, poiché essa rimane costante al variare della tensione. Sarà sufficiente aggiornare i valori delle correnti di correzione ai nodi di carico e di generazione in funzione della dipendenza dalla tensione che si intende considerare.

Questa soluzione combina il grande dettaglio consentito da un'analisi a multiconduttore, con la rapidità concessa da un ciclo iterativo più "snello".

Per maggior chiarezza del lavoro svolto, nei paragrafi seguenti si riportano i passaggi fondamentali nella costruzione del modello. Le variabili indicate con il carattere in grassetto indicano matrici o vettori.

## 1.1 Costruzione della matrice alle ammettenze della rete nuda.

La Fig.1.1 mostra una generica rete con generazione trifase, carichi trifase (a stella e triangolo) e carichi monofase, connessi tra loro da una rete passiva, rappresentata simbolicamente nel rettangolo centrale.



*Fig. 1.1 – Schema di una generica rete trifase*

Ciascun nodo della rete è una porta di  $n$  conduttori (nel caso specifico 4), perciò la matrice alle ammettenze complessiva sarà una matrice quadrata di ordine pari alla somma del numero di conduttori presenti alle porte.

In una rete reale, il numero di conduttori di fase delle linee non è costante. Si pensi, per esempio alla necessità di utilizzare linee in doppia terna anziché a singola terna. O, ancora, vi sono tratti di linea in cui sono presenti due funi di guardia, anziché una. In generale, quindi, si può affermare che la dimensione della matrice  $\mathbf{Y}_{\text{network}}$  dipende non solo dal numero di elementi (linee e trasformatori) presenti in rete, ma anche dal tipo di linea.

### 1.1.1 Matrice alle ammettenze delle linee.

La matrice alle ammettenze,  $\mathbf{Y}_{\text{linea}}$ , di ciascuna linea, costituita da  $n$  conduttori, è ottenuta considerandone il modello a  $\pi$  multiconduttore (Fig. 1.2): ogni conduttore della linea è rappresentato mediante un'ammettenza trasversale,  $\mathbf{Y}_t$ , suddivisa in due ammettenze in parallelo, e un'impedenza longitudinale  $\mathbf{Z}$ .

Poiché ciascuna porta è composta da  $n$  conduttori, le sottomatrici  $\mathbf{Y}_t$  e  $\mathbf{Z}$ , che contengono le omonime ammettenze e impedenze di ciascun conduttore, sono quadrate e di ordine  $n$ .

Ne risulta che la matrice  $\mathbf{Y}_{\text{linea}}$  ha sulla diagonale la somma dell'autoammettenza e dell'ammettenza verso terra di ciascun conduttore, mentre al di fuori della diagonale presenta le mutue ammettenze tra i conduttori (Fig. 1.2.a e Fig. 1.2.b). Si noti che anche la fune di guardia è trattata formalmente come un conduttore di fase.

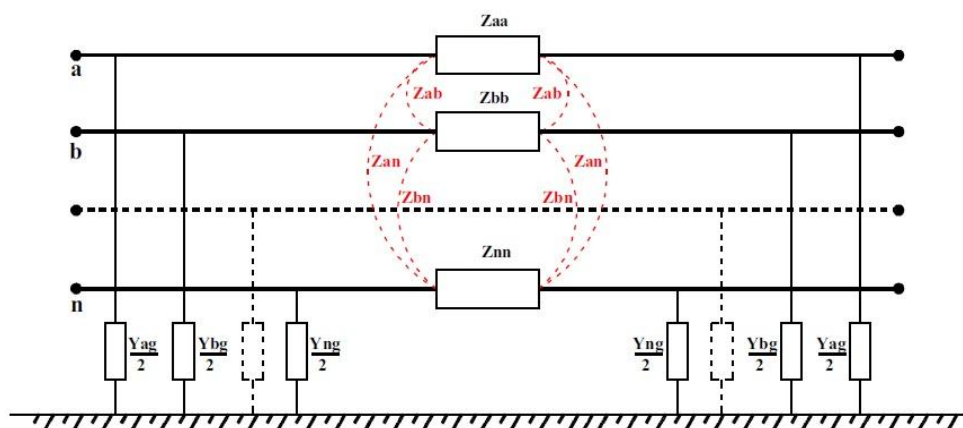


Fig. 1.2.a – Schema a  $\pi$  multiconduttore della linea

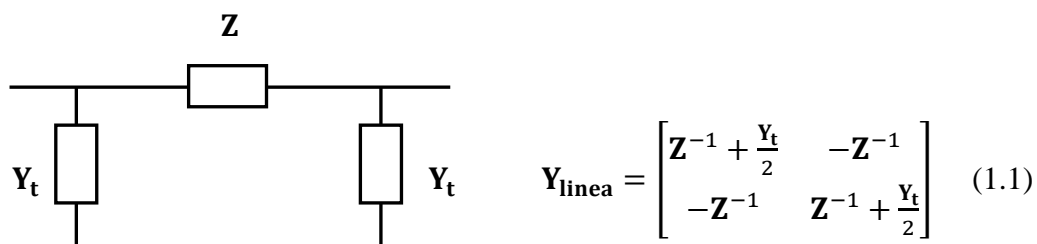


Fig. 1.2.b– Schema a  $\pi$  di una fase della linea



Le sottomatrici  $\mathbf{Y}_t$  e  $\mathbf{Z}$  sono calcolate con il metodo di Carson-Clem per una linea a n fasi, come descritto in [3].

L'impedenza longitudinale  $\mathbf{Z}$  contiene l'auto ammettenza di ciascuna fase sulla diagonale e le mutue ammettenze tra le coppie di fasi sugli elementi extra diagonali. Infatti, se si considerano due circuiti i e j, per ciascuno di essi si possono esprimere l'auto ammettenza e la mutua ammettenza secondo:

$$\text{Auto ammettenza:} \quad Z_{ii} = R_i + R_e + j\omega * 2 * 10^{-4} \ln \left( \frac{D_e}{GMR_i} \right) \left[ \frac{\Omega}{\text{km}} \right] \quad (1.2)$$

$$\text{Mutua ammettenza:} \quad Z_{ij} = R_e + j\omega * 2 * 10^{-4} \ln \left( \frac{D_e}{d_{ij}} \right) \left[ \frac{\Omega}{\text{km}} \right] \quad (1.3)$$

dove

- $R_i$  resistenza del conduttore del circuito  $\left[ \frac{\Omega}{\text{km}} \right]$
- $R_e$  resistenza del percorso di ritorno attraverso terra  $\left[ \frac{\Omega}{\text{km}} \right]$
- $GMR_i$  raggio medio geometrico del conduttore [m]
- $d_{ij}$  distanza tra i due conduttori [m]
- $D_e$  profondità nel terreno del percorso di ritorno attraverso terra [m]

$$R_e = \pi^2 f 10^{-4} \left[ \frac{\Omega}{\text{km}} \right] \quad (1.4)$$

$$D_e = 659 \sqrt{\frac{\rho}{f}} [\text{m}] \quad (1.5)$$

dove

- $\rho$  conducibilità del suolo [ $\Omega \text{ m}$ ]
- $f$  frequenza del sistema [Hz]

L'ammettenza trasversale  $\mathbf{Y}_t$  è strutturata in modo analogo a  $\mathbf{Z}$  e tiene conto delle auto suscettanze capacitive, calcolate con il metodo dei coefficienti dei potenziali di Maxwell [3].

Una volta definita la matrice alle ammettenze per ciascun elemento linea, la matrice alle ammettenze totale della rete passiva è ottenuta posizionando gli elementi di  $\mathbf{Y}_{\text{linea}}$  all'interno di  $\mathbf{Y}_{\text{network}}$  in corrispondenza del conduttore considerato.

### 1.1.2 Matrice alle ammettenze dei trasformatori.

La matrice alle ammettenze di ciascun trasformatore è definita, seguendo il modello di [4], in tre passaggi:

- Definizione della matrice primitiva  $\mathbf{Y}_P$ ;
- Calcolo della matrice alle ammettenze del trasformatore senza connessioni esterne  $\mathbf{Y}_W$ ;
- Calcolo della matrice alle ammettenze finale  $\mathbf{Y}_T$ , definendo opportunamente le connessioni alle porte esterne del trasformatore.

Per la costruzione della matrice primitiva ci si avvale di un livello di tensione unitario (1 V) intermedio, rispetto al quale sono riferite tutte le grandezze del trasformatore. La Fig.1.3 mostra lo schema considerato per una delle fasi del trasformatore. Il numero  $n_w$  rappresenta il numero di avvolgimenti, mentre  $n_c$  è il numero di fasi del trasformatore.

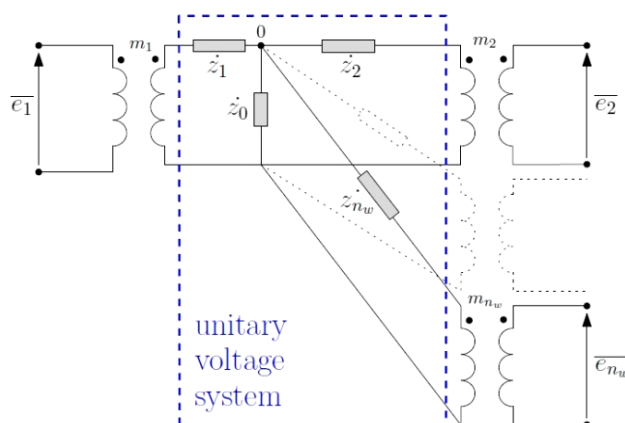


Fig. 1.3 – Schema a T di una fase del trasformatore

Le impedenze di corto circuito  $\dot{z}_1, \dots, \dot{z}_{n_w}$  e l'impedenza  $\dot{z}_0$ , che rappresenta le perdite nel ferro, sono quindi riferite al livello intermedio di tensione di 1V.

A questo punto, si può definire una sottomatrice alle ammettenze per ciascun avvolgimento e per l'ammettenza derivata, associata alle perdite nel ferro:

$$\mathbf{Y}_x = \begin{bmatrix} \frac{1}{\dot{z}_{x,a}} & 0 & 0 \\ 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{\dot{z}_{x,n_c}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{y}_{x,a} & 0 & 0 \\ 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \dot{y}_{x,n_c} \end{bmatrix}, \quad x = 1, \dots, n_w, 0 \quad (1.6)$$

La matrice  $\mathbf{Y}_x$  è quadrata di ordine  $n_c$ .

La matrice alle ammettenze primitiva del trasformatore viene costruita ponendo sulla diagonale le sottomatrici appena definite, cosicché  $\mathbf{Y}_{P(0)}$  risulta una matrice quadrata di ordine  $[n_c(1+n_w)]$ .

$$\mathbf{Y}_{P(0)} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_1 & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \ddots & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{Y}_{n_w} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{Y}_0 \end{bmatrix} \quad (1.7)$$

Affinché le ammettenze siano effettivamente connesse tra loro a formare un circuito monofase, è necessario applicare a  $\mathbf{Y}_{P(0)}$  un'opportuna matrice di incidenza  $\mathbf{A}_{(0)}$ .

$$\mathbf{A}_{(0)} = \begin{matrix} & 1(a, \dots, n_c) & \dots & n_w(a, \dots, n_c) & 0(a, \dots, n_c) \\ \begin{bmatrix} \mathbf{1} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & -\mathbf{1} \\ \mathbf{0} & \ddots & \mathbf{0} & -\mathbf{1} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{1} & -\mathbf{1} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{1} \end{bmatrix} & \mathbf{Y}_1 & \vdots & \mathbf{Y}_{n_w} & \mathbf{Y}_0 \end{matrix} \quad (1.8)$$

Le matrici  $\mathbf{0}$  e  $\mathbf{1}$  sono, rispettivamente, le matrici nulla e identità di ordine  $n_c$ .

La matrice alle ammettenze per il trasformatore multi fase è data quindi da:

$$\mathbf{Y}_{W(0)} = \mathbf{A}_{(0)}^T \mathbf{Y}_{P(0)} \mathbf{A}_{(0)} \quad (1.9)$$

Il pedice (0) indica che il nodo 0 è esplicito all'interno della matrice  $\mathbf{Y}_{W(0)}$ . Poiché si vuole che il nodo 0 sia implicito nella matrice (non si tratta di un nodo fisico di rete), si procede a eliminare le righe e le colonne relative a questo nodo, passando attraverso la matrice alle impedenze, in modo da non perdere alcuna informazione sul sistema. Si procede come segue:

- $\mathbf{Z}_{W(0)} = \mathbf{Y}_{W(0)}^{-1}$ ;
- si eliminano la riga e la colonna  $(n_c * n_w)$ -esime di  $\mathbf{Z}_{W(0)}$ , ottenendo così  $\mathbf{Z}_W$ , matrice quadrata di dimensione  $(n_c(n_w+1)-1)$ ;
- $\mathbf{Y}_W = \mathbf{Z}_W^{-1}$ .

$\mathbf{Y}_W$  è la matrice alle ammettenze ridotta degli avvolgimenti.

A questo punto si devono aggiungere le informazioni relative alla topologia del trasformatore, al gruppo e al rapporto spire.

Poiché si è scelto di riferire ogni grandezza a una tensione intermedia unitaria, si definisce il rapporto spire in per unità  $m_{wc}$  ( $con w = 1, \dots, n_w, c = 1, \dots, n_c$ ) come:

$$m_{wc} = \frac{1}{\left[ \frac{\bar{E}_{wc} + \Delta \bar{E}_{wc}}{E_{wc,base}} \right]} = \frac{1}{(\bar{e}_{wc} + \Delta \bar{e}_{wc})} \quad [p.u.] \quad (1.10)$$

dove i pedici c e w identificano, rispettivamente, la fase e l'avvolgimento considerati, mentre  $\bar{E}_{wc}$  e  $E_{wc,base}$  sono rispettivamente la tensione nominale e la tensione base dell'avvolgimento w.  $\Delta \bar{E}_{wc}$  (e il suo corrispondente valore in [p.u.]  $\Delta \bar{e}_{wc}$ ) tiene conto di un'eventuale regolazione della tensione (per esempio tap changer).

I rapporti spire così calcolati sono posizionati all'interno di una matrice diagonale, M:

$$\mathbf{M} = \begin{bmatrix} m_{1a} & 0 & 0 & & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \ddots & 0 & \dots & \dots & \dots & 0 \\ 0 & 0 & m_{1nc} & & \dots & \dots & 0 \\ & \vdots & & \ddots & & \vdots & \\ 0 & \vdots & \vdots & & m_{nwa} & 0 & 0 \\ 0 & \vdots & \vdots & \dots & 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & & 0 & 0 & m_{nwn_c} \end{bmatrix} \quad (1.11)$$

La matrice di incidenza  $\mathbf{C}$  definisce le connessioni degli avvolgimenti alle porte esterne.

$$\mathbf{C} = \begin{bmatrix} \mathbf{C}_1 & \dots & \mathbf{0} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \mathbf{0} & \dots & \mathbf{C}_{n_w} \end{bmatrix} \quad (1.12)$$

ciascuna sottomatrice  $\mathbf{C}_1, \dots, n_w$ , (relativa al rispettivo avvolgimento, ossia lato del trasformatore) ha tante righe quante il numero di fasi e tante colonne quante il numero di porte, cioè di morsetti disponibili all'esterno, sul lato corrispondente.

Infine, la matrice alle ammettenze del trasformatore risulta:

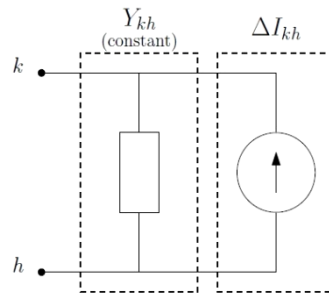
$$\mathbf{Y}_T = \mathbf{C}^T \{ \mathbf{M} \mathbf{Y}_W \mathbf{M} \} \mathbf{C} \quad (1.13)$$

## 1.2 Costruzione della matrice alle ammettenze di carichi e generatori.

Tutti i carichi e i generatori sono rappresentati mediante un elemento derivato costituito dal parallelo di un'ammettenza costante e di un generatore di corrente, come evidenziato in Fig.1.4. L'ammettenza costante sarà, quindi, inserita all'interno della matrice alle ammettenze della rete nuda, mentre l'aggiornamento della potenza

assorbita dai carichi o erogata dai generatori sarà ottenuto aggiornando a ogni iterazione il valore della corrente in uscita dal generatore in parallelo.

Poiché si applica la convenzione degli utilizzatori, i generatori avranno valori di ammettenza negativi, mentre i carichi avranno ammettenze positive.



*Fig. 1.4 – Rappresentazione dei nodi di carico/generazione al modello multiconduttore*

Il calcolo della corrente di correzione viene fatto secondo le considerazioni in [2].

Si consideri un elemento monofase connesso tra i nodi k e h. L'ammettenza nominale di questo elemento può essere calcolata come:

$$Y_{kh} = \frac{S_{kh(0)}^*}{|U_{kh(0)}|^2} , \quad U_{kh(0)} = E_{k(0)} - E_{h(0)} \quad (1.14)$$

essendo  $E_k$  e  $E_h$  i potenziali dei nodi k e h rispetto al potenziale di riferimento e  $S_{kh(0)}$  la potenza complessa nominale dell'elemento derivato. Il pedice (0) indica che il valore è riferito alla stima iniziale, cioè è il valore nominale.

All'i-esima iterazione, il valore dell'ammettenza dell'elemento considerato sarà generalmente diverso e pari a:

$$Y_{kh(i)} = \frac{S_{kh(i)}^*}{|U_{kh(i)}|^2} , \quad U_{kh(i)} = E_{k(i)} - E_{h(i)} \quad (1.15)$$

È possibile esprimere il complesso coniugato della potenza complessa assorbita (negativa se erogata) dall'elemento come:

$$\begin{aligned} S_{kh(i)}^* &= Y_{kh(i)} |U_{kh(i)}|^2 \\ &= Y_{kh} |U_{kh(i)}|^2 - U_{kh(i)}^* \Delta I_{kh(i)} \end{aligned} \quad (1.16)$$

Il valore  $Y_{kh}$  rappresenta il valore nominale dell'ammettenza, mentre  $\Delta I_{kh(i)}$  è il vettore corrente di correzione, cioè quel valore di corrente che deve essere iniettato dall'elemento iniettore di corrente affinché la potenza complessa assorbita dall'elemento sia quella reale.

Secondo il modello ZIP, la potenza assorbita da un generico elemento, può essere pensata come somma della potenza assorbita da tre elementi, caratterizzati rispettivamente da impedenza costante, assorbimento di corrente costante, assorbimento di potenza costante. I coefficienti  $k_Z$ ,  $k_I$  e  $k_P$  esprimono la porzione di potenza assorbita (o erogata) dal carico (o generatore) da attribuire a ciascun elemento. Naturalmente esiste tra i coefficienti la relazione:  $k_Z + k_I + k_P = 1$ .

Si potrà, perciò, riscrivere  $S_{kh(i)}^*$  come:

$$S_{kh(i)}^* = S_{kh(i)Z}^* + S_{kh(i)I}^* + S_{kh(i)P}^* \quad (1.17)$$

$$S_{kh(i)}^* = S_{kh(0)}^* \left[ \left( \frac{|U_{kh(i)}|}{|U_{kh(0)}|} \right)^2 k_Z + \left( \frac{|U_{kh(i)}|}{|U_{kh(0)}|} \right) k_I + k_P \right] \quad (1.18)$$

Per la componente a impedenza costante, il vettore corrente di correzione è nullo. Per le altre, invece, viene calcolato come:

$$\Delta I_{kh(i)I\%} = k_I \frac{Y_{kh}}{U_{kh(i)}^*} \left[ |U_{kh(i)}|^2 - |U_{kh(0)}| |U_{kh(i)}| \right] \quad (1.19)$$

$$\Delta I_{kh(i)P\%} = k_P \frac{Y_{kh}}{U_{kh(i)}^*} \left[ |U_{kh(i)}|^2 - |U_{kh(0)}|^2 \right] \quad (1.20)$$

A questo punto tutte le ammettenze costanti vengono sommate alle matrici alle ammettenze totale della rete, mentre alle porte sono collegati i generatori di corrente di correzione, il cui valore viene aggiornato a ogni iterazione.

### 1.3 Ciclo iterativo.

Il processo iterativo è impostato distinguendo i nodi tra nodo di saldo, identificato dal pedice a, nodi di generazione, identificati dal pedice x, e nodi di carico, identificati dal pedice l.

Detta  $\mathbf{Y}_{\text{network}}$  la matrice alle ammettenze della rete passiva, si può scrivere la seguente relazione:

$$\mathbf{i} = \mathbf{Y}_{\text{network}}\mathbf{u}$$

$$\begin{bmatrix} \mathbf{i}_g \\ \mathbf{i}_l \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{gg} & \mathbf{Y}_{gl} \\ \mathbf{Y}_{lg} & \mathbf{Y}_{ll} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{u}_g \\ \mathbf{u}_l \end{bmatrix}, \quad \mathbf{i}_g = \begin{bmatrix} \mathbf{i}_a \\ \mathbf{i}_x \end{bmatrix}, \quad \mathbf{u}_g = \begin{bmatrix} \mathbf{u}_a \\ \mathbf{u}_x \end{bmatrix} \quad (1.21)$$

La prima stima dei valori di tensione di ciascun nodo è ottenuta imponendo nulli i vettori di tensione  $\mathbf{i}_x$  e  $\mathbf{i}_l$ . Risulta, perciò:

$$\begin{cases} \mathbf{i}_g = \mathbf{Y}_{gg}\mathbf{u}_g + \mathbf{Y}_{gl}\mathbf{u}_l \\ \mathbf{i}_l = \mathbf{0} = \mathbf{Y}_{lg}\mathbf{u}_g + \mathbf{Y}_{ll}\mathbf{u}_l \end{cases} \quad (1.22)$$

$$\mathbf{i}_g = (\mathbf{Y}_{gg} - \mathbf{Y}_{gl}\mathbf{Y}_{ll}^{-1}\mathbf{Y}_{lg})\mathbf{u}_g = \mathbf{Y}_{\text{Geq}}\mathbf{u}_g \quad (1.23)$$

$$\mathbf{i}_g = \begin{bmatrix} \mathbf{i}_a \\ \mathbf{i}_x \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{A} & \mathbf{B} \\ \mathbf{C} & \mathbf{D} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{u}_a \\ \mathbf{u}_x \end{bmatrix} \quad (1.24)$$

Poiché si assume che anche  $\mathbf{i}_x$  sia pari a zero, è possibile calcolare  $\mathbf{u}_x$  come:



$$\begin{aligned} \mathbf{0} &= \mathbf{C}\mathbf{u}_a + \mathbf{D}\mathbf{u}_x \\ \mathbf{u}_x &= -\mathbf{D}^{-1}\mathbf{C}\mathbf{u}_a \end{aligned} \quad (1.25)$$

Riprendendo l'equazione 2 del sistema (1.22), la prima stima di tensione sui nodi di carico dà:

$$\mathbf{u}_x = -\mathbf{Y}_{ll}^{-1}\mathbf{Y}_{lg}\mathbf{u}_g \quad (1.26)$$

La prima stima del vettore tensioni risulta, quindi:

$$\mathbf{E} = \begin{bmatrix} \mathbf{u}_a \\ \mathbf{u}_x \\ \mathbf{u}_l \end{bmatrix} \quad (1.27)$$

A questo punto viene implementato il ciclo iterativo, ponendo come condizione di uscita che il modulo e la fase della tensione su ciascun nodo si discosti dal valore dell'iterazione precedente di una quantità inferiore alla tolleranza imposta. In questo caso si è imposto che la tolleranza sia pari a  $10^{-4}$  sia per il modulo sia per la fase.

$$|\mathbf{E}_{(i+1)}| - |\mathbf{E}_{(i)}| < \epsilon_M \quad (1.28)$$

$$\mathbf{angle}(\mathbf{E}_{(i+1)}) - \mathbf{angle}(\mathbf{E}_{(i)}) < \epsilon_A \quad (1.29)$$

All'interno del ciclo iterativo, viene aggiornato il valore delle correnti di correzione  $\mathbf{i}_x$  e  $\mathbf{i}_l$ , da iniettare ai nodi di generazione e carico per rispettare il valore di potenza iniettata o assorbita a quel nodo.

Poiché ai nodi PV di generazione sono note la potenza attiva e la tensione in modulo, le relative correnti di correzione vengono aggiornate in modo da mantenere costanti questi due valori.

# Capitolo 2

## Trasformatore “multifunzione”.

La metodologia di calcolo descritta nel capitolo precedente permette di rappresentare la rete con il livello di dettaglio voluto, permettendo di considerare individualmente i conduttori di linea. D’altro canto, la procedura descritta prevede lo stesso numero di conduttori in tutti i rami e, se applicata a reti molto estese, può risultare onerosa dal punto di vista computazionale (dimensioni della matrice molto grandi).

Al fine di rendere più flessibile questa metodologia, si è reso necessario un elemento che permettesse:

- il passaggio da un sistema a  $n$  conduttori a un sistema con  $m \neq n$  conduttori (per esempio per considerare una doppia terna come due terne separate, invece che come unica linea);
- di considerare solo la sequenza diretta del sistema, in modo da poter passare al modello monofase equivalente (utile in caso di sistema simmetrico ed equilibrato).

Data la generalità del modello, si è scelto di attuare questa trasformazione mediante il trasformatore. La scelta è stata dettata dal fatto che il trasformatore, per definizione, conserva la potenza. Non ci si aspetta, quindi, che il suo uso in questo contesto modifichi sensibilmente i flussi di potenza.

Inoltre, trasformatori che modificano il numero di fasi da primario a secondario esistono e trovano attualmente applicazione. Si pensi, per esempio, al trasformatore Scott, utilizzato per la connessione alla rete trifase dei sistemi di trazione.

L’estensione della rappresentazione di rete viene quindi proposta nel seguito utilizzando un trasformatore fittizio, ideale dal punto di vista elettrico e con opportuna topologia, al fine di rappresentare le trasformazioni desiderate.

## 2.1 Sviluppo del modello

Il trasformatore viene definito nel programma a partire dai seguenti dati di input (Tab. 2.1):

- i nodi tra cui è posto;
- le tensioni nominali a primario e secondario;
- la potenza nominale;
- la tensione percentuale di corto circuito;
- la potenza percentuale di corto circuito;
- la potenza percentuale a vuoto;
- la corrente percentuale assorbita a vuoto;
- il tipo di connessione degli avvolgimenti (tipicamente a triangolo, a stella o a zig-zag)
- il gruppo.
- 

From_N	To_N	V1r	V2r	Sn	vcc	pcc	p0	i0 [%]	conn1	conn2	group
		[V]	[V]	[kVA]	[%]	[%]	[%]				

Tab. 2.1

Dal punto di vista teorico, poiché il trasformatore multifunzione è ideale (perdite di potenza nulle), si dovrebbero assumere  $v_{cc\%}$ ,  $i_{0\%}$ ,  $p_{cc\%}$  e  $p_{0\%}$  nulli. Per esigenza numerica, tuttavia, non è possibile imporre  $v_{cc\%}$  e  $i_{0\%}$  uguali a zero. Il calcolo delle ammettenze longitudinali e dell'ammettenza trasversale costituenti il modello a "T" equivalente di ciascuna fase del trasformatore, infatti, è effettuato mediante il seguente script.

```

%-----1-V system impedances-----
    Ybase=Sbase; % Vbase=1 V
% Copper losses:
    ZCC_abs=vcc./Pn.*Ybase;
    RCC=pcc./Pn.*Ybase;
    XCC=sqrt(ZCC_abs.^2-RCC.^2);
    zt=(RCC+1i*XCC);
% Iron-core losses:
    y0_abs=i0*Pn/Ybase;
    g0=p0*Pn/Ybase;
    y0=g0-1i*sqrt(y0_abs^2-g0^2);
%-----

```

Porre  $v_{cc\%} = 0$  significa dover dividere per zero nella trasformazione delle impedenze longitudinali in ammettenze (vedi paragrafo 1.1.2), mentre porre  $i_{0\%} = 0$  causa problemi nell'inversione della matrice alle ammettenze totale della rete nuda, poiché significa eliminare la componente trasversale del modello a "T".

Per il livello di precisione del software utilizzato, le specifiche migliori per  $v_{cc\%}$  e  $i_{0\%}$  sono riportate in Tab. 2.2.

<b>Sn[kVA]</b>	<b>vcc [%]</b>	<b>pcc [%]</b>	<b>p0 [%]</b>	<b>i0 [%]</b>
1e10	1e-3	0	0	1e-7

Tab. 2.2

In questo modo il trasformatore ha impedenza di cortocircuito praticamente nulla (ammettenza di corto circuito molto elevata) e impedenza a vuoto quasi infinita (ammettenza a vuoto quasi nulla).

Negli esempi riportati al capitolo 7 si può osservare che le perdite introdotte da questo trasformatore multifunzione sono percentualmente molto inferiori rispetto alle perdite introdotte dagli elementi reali della rete.

La matrice di incidenza  $\mathbf{C}$  è determinata secondo la teoria dei grafi: il numero di colonne è pari alla somma del numero di porte in ingresso (A, B, ..., N) e in uscita (a,

b, ..., n) al trasformatore, mentre il numero di righe è determinato dal prodotto ( $n_w * n_c$ ), cioè dal prodotto tra numero di avvolgimenti del trasformatore e numero di fasi.

In un trasformatore convenzionale, la matrice **C** ha elementi tutti reali, che possono essere anche frazionari, nel caso si voglia usare nella trasformazione solo una frazione della tensione di fase. Si pensi, per esempio al trasformatore Scott, in cui, partendo da una terna trifase con fasori sfasati reciprocamente di 120° a primario, si ottiene a secondario un sistema di due fasi sfasate reciprocamente di 90° [4].

### 2.1.1 Passaggio da un sistema trifase su tre conduttori a un sistema trifase su n conduttori e ritorno.

Si consideri una linea in doppia terna. Si supponga che, in seguito a un guasto, venendo a mancare l'ipotesi di simmetria e di effettivo parallelo, sia utile conoscere la tensione e la corrente che interessano ciascun conduttore delle due terne. In questo caso si dovrà passare da una configurazione iniziale a 3 conduttori più fune di guardia (linea equivalente al parallelo delle due linee) a una configurazione a n conduttori più fune di guardia. Il numero n dipende dal caso di studio. Può essere utile considerare due conduttori per una sola delle fasi, oppure per due delle fasi, o per tutte e tre. Per questi trasformatori si avranno le matrici di incidenza:

Sdoppiamento di una fase (per esempio la fase b).

$n_c=4;$

$n_w=2;$

$C = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 \end{bmatrix};$

**Ritorno al sistema trifase normale.**

```
nc=3;
nw=2;
C=[ 1  0  0  0 -1  0  0  0  0  0;
    0  1  1  0 -2  0  0  0  0  0;
    0  0  0  1 -1  0  0  0  0  0;
    0  0  0  0  0  1  0  0  0 -1;
    0  0  0  0  0  0  2  0  0 -2;
    0  0  0  0  0  0  0  1  0 -1];
```

**Sdoppiamento di una doppia terna in due terne in parallelo.**

```
nc=6;
nw=2;
C=[ 1  0  0 -1  0  0  0  0  0  0  0;
    1  0  0 -1  0  0  0  0  0  0  0;
    0  1  0 -1  0  0  0  0  0  0  0;
    0  1  0 -1  0  0  0  0  0  0  0;
    0  0  1 -1  0  0  0  0  0  0  0;
    0  0  1 -1  0  0  0  0  0  0  0;
    0  0  0  0  1  0  0  0  0  0 -1;
    0  0  0  0  0  1  0  0  0  0 -1;
    0  0  0  0  0  0  1  0  0  0 -1;
    0  0  0  0  0  0  0  1  0  0 -1;
    0  0  0  0  0  0  0  0  1  0 -1;
    0  0  0  0  0  0  0  0  0  1 -1];
```

**Ritorno alla doppia terna.**

```
nc=3;
nw=2;
C=[ 1  1  0  0  0  0 -2  0  0  0  0;
    0  0  1  1  0  0 -2  0  0  0  0;
    0  0  0  0  1  1 -2  0  0  0  0;
    0  0  0  0  0  0  0  2  0  0 -2;
    0  0  0  0  0  0  0  0  2  0 -2;
    0  0  0  0  0  0  0  0  0  2 -2];
```

### 2.1.2 Passaggio da un sistema trifase a un sistema a quattro fasi.

A scopo illustrativo, si mostra di seguito come il modello qui proposto si presti anche allo studio di linee di trasmissione di nuova concezione, costituite da 4 fasi più il conduttore di neutro [7].

Una configurazione tetrafase può portare reale vantaggio rispetto a una configurazione trifase soprattutto su lunghe linee di trasmissione, pesantemente caricate.

La connessione tra la rete trifase e la rete tetrafase avverrebbe mediante l'uso di opportuni trasformatori, per i quali sono state proposte diverse configurazioni [6].

Imponendo che, se il sistema trifase è simmetrico, anche quello tetrafase lo sia, si può tracciare il diagramma fasoriale di Fig. 2.1, con riferimento alle tensioni di fase.

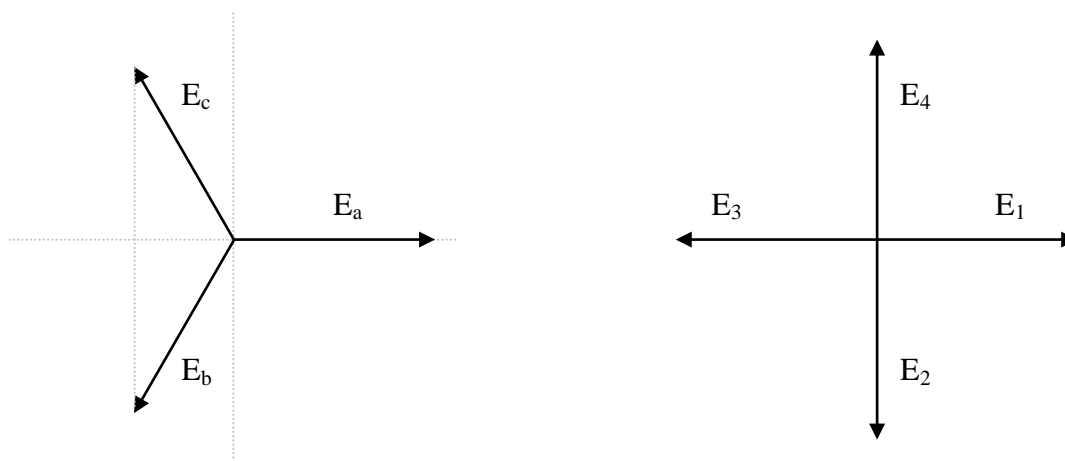


Fig. 2.1 – Tensioni stellate dei sistemi trifase e tetrafase

Dai diagrammi fasoriali, detto  $k = \frac{U_A}{U_a}$  il rapporto di trasformazione, è facile dedurre le seguenti relazioni:

$$\begin{cases} E_1 = k \left( \frac{2}{3} E_a - \frac{1}{3} E_b - \frac{1}{3} E_c \right) \\ E_2 = k \left( 0 \cdot E_a + \frac{1}{\sqrt{3}} E_b - \frac{1}{\sqrt{3}} E_c \right) \\ E_3 = k \left( -\frac{2}{3} E_a + \frac{1}{3} E_b + \frac{1}{3} E_c \right) \\ E_4 = k \left( 0 \cdot E_a - \frac{1}{\sqrt{3}} E_b + \frac{1}{\sqrt{3}} E_c \right) \end{cases} \quad (2.1)$$

$$\begin{cases} E_a = \frac{1}{k} \left( \frac{1}{2} E_1 + 0 \cdot E_2 - \frac{1}{2} E_3 + 0 \cdot E_4 \right) \\ E_b = \frac{1}{k} \left( -\frac{1}{4} E_1 + \frac{\sqrt{3}}{4} E_2 + \frac{1}{4} E_3 - \frac{\sqrt{3}}{4} E_4 \right) \\ E_c = \frac{1}{k} \left( -\frac{1}{4} E_1 - \frac{\sqrt{3}}{4} E_2 + \frac{1}{4} E_3 + \frac{\sqrt{3}}{4} E_4 \right) \end{cases} \quad (2.2)$$

Esistono, matematicamente, molte altre combinazioni dei coefficienti delle tensioni che verificano queste relazioni. Come visto in [6], a livello costruttivo, il comportamento del trasformatore introduce tanto minor squilibrio quanto più la distribuzione delle fasi sugli avvolgimenti è equa. La combinazione di coefficienti in (2.1) e (2.2) è quella che più si avvicina all'equa distribuzione.

Nel modello qui proposto, il trasformatore 3-4-fase è ottenuto mediante l'opportuna matrice di incidenza  $\mathbf{C}$ , considerando un numero di circuiti pari a 4 e un numero di avvolgimenti pari a 2.

```
nc=4;
nw=2;
C=[ 2/3      -1/3      -1/3      0  0  0  0  0  0;
    0         1/sqrt(3) -1/sqrt(3)  0  0  0  0  0  0;
 -2/3      1/3         1/3         0  0  0  0  0  0;
    0        -1/sqrt(3)  1/sqrt(3)  0  0  0  0  0  0;
    0         0         0         0  1  0  0  0 -1;
    0         0         0         0  0  1  0  0 -1;
    0         0         0         0  0  0  1  0 -1;
    0         0         0         0  0  0  0  1 -1];
```



Per il trasformatore che effettua il passaggio da 4 a 3 fasi (4-3-fase), si considerano, invece 3 circuiti e 2 avvolgimenti.

```
nc=3;
nw=2;
C=[ 1/2      0      -1/2      0      0      0      0      0      0;
    -1/4     sqrt(3)/4  1/4     -sqrt(3)/4  0      0      0      0      0;
   -1/4     -sqrt(3)/4  1/4      sqrt(3)/4   0      0      0      0      0;
    0        0          0          0      0      1      0      0     -1;
    0        0          0          0      0      0      1      0     -1;
    0        0          0          0      0      0      0      1     -1];
```

### 2.1.3 Passaggio da una terna trifase a un unico conduttore monofase equivalente e ritorno.

Nel caso qui esaminato, non si può più parlare di un trasformatore convenzionale. Si vuole, infatti, imporre uno sfasamento diverso a ogni tensione connessa agli avvolgimenti del trasformatore.

Per questo, è necessario che la matrice di incidenza **C** sia composta anche da numeri complessi. A livello matematico questo non crea alcun problema.

Data una terna trifase dissimmetrica, è possibile scomporre tale sistema in tre terne di sequenza diretta, inversa e omopolare mediante una trasformazione passiva descritta dalla matrice **T** [8].

$$T = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \alpha^2 & \alpha & 1 \\ \alpha & \alpha^2 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

Nel caso qui considerato, si vuole trasformare il sistema di partenza, espresso alle tre fasi, in un sistema monofase equivalente, costituito da una sola fase, che rappresenta la sequenza diretta del sistema iniziale. La tensione di fase del nuovo sistema (cioè la

tensione di sequenza diretta) è ottenuta applicando al vettore delle tensioni del sistema iniziale la trasformazione descritta da  $\bar{T}^{*t}$  (2.4).

$$\begin{bmatrix} \bar{E}_d \\ \bar{E}_i \\ \bar{E}_0 \end{bmatrix} = \bar{T}^{*t} \begin{bmatrix} \bar{E}_a \\ \bar{E}_b \\ \bar{E}_c \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{E}_a \\ \bar{E}_b \\ \bar{E}_c \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

Per le correnti, invece, vale la relazione (2.5).

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_d \\ \bar{I}_i \\ \bar{I}_0 \end{bmatrix} = \bar{T} \begin{bmatrix} \bar{I}_a \\ \bar{I}_b \\ \bar{I}_c \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \alpha^2 & \alpha & 1 \\ \alpha & \alpha^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{I}_a \\ \bar{I}_b \\ \bar{I}_c \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

La trasformazione considerata è ortogonale, cioè vale la relazione:

$$\bar{T}^{-1} = \bar{T}^{*t}, \quad \text{dove * significa complesso coniugato} \quad (2.6)$$

Per quanto riguarda la potenza trasmessa, l'ortogonalità della trasformazione comporta l'uguaglianza tra la totale potenza trasmessa nel sistema iniziale e quella su ciascuna fase del sistema trasformato.

Applicando la trasformazione, se il sistema di partenza è simmetrico ed equilibrato, tra le grandezze del sistema originale e del sistema trasformato vale la relazione:

$$E_{trasformato} = \sqrt{3} E_{originale} \quad (2.7)$$

$$I_{trasformato} = \sqrt{3} I_{originale} \quad (2.8)$$

Poiché l'interesse di quest'analisi si concentra sulla sola sequenza diretta, nel costruire la matrice di incidenza C del trasformatore multifunzione, si è considerata solamente la prima riga della matrice  $\bar{T}^{*t}$ .

$$E_d = \frac{1}{3}(E_a + \alpha E_b + \alpha^2 E_c) \quad (2.9)$$

Secondo la convenzione usata dal modello, si devono considerare per questo trasformatore un numero di avvolgimenti,  $n_w$ , pari a due (primario e secondario) e un numero di conduttori,  $n_c$ , pari a 1. Questa seconda scelta è imposta dal numero di porte in uscita, che è pari a 1 a secondario, poiché il conduttore che rappresenta la sequenza diretta è unico.

In base a queste considerazioni, la matrice di incidenza  $\mathbf{C}$  è definita come.

$n_c=1;$

$n_w=2;$

$M = [1/\text{sqrt}(3) \quad 0;$   
 $\quad \quad \quad 0 \quad \quad 1];$

$C = [ 1 \quad \alpha \quad \alpha^2 \quad 0 \quad 0;$   
 $\quad \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 1];$

Si osservi che la prima riga della matrice  $\mathbf{C}$  coincide con la prima riga della matrice  $\mathbf{T}$ . Si noti che il coefficiente  $\frac{1}{\sqrt{3}}$  che moltiplica tutte le tensioni dallo stesso lato è inserito nella matrice dei rapporti di trasformazione,  $\mathbf{M}$ .

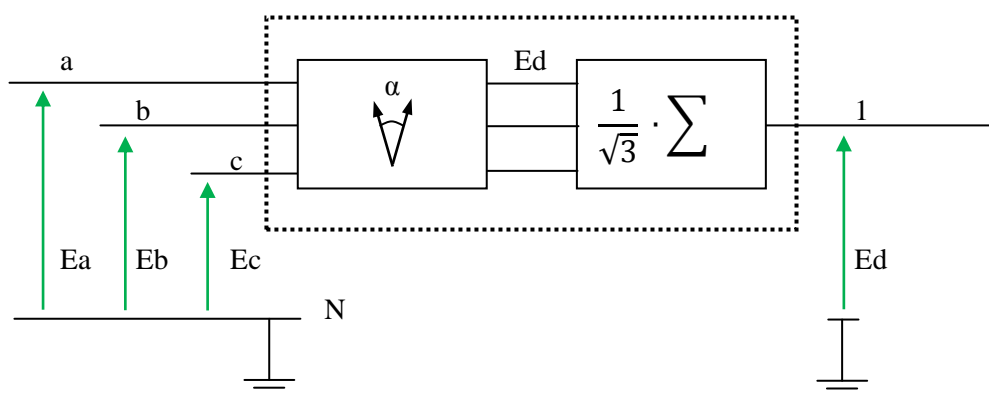
L'effetto del trasformatore è rappresentato schematicamente dai due blocchi in Fig.2.2.a. Il primo blocco applica uno sfasamento di  $0^\circ$  sulla fase a, di  $+120^\circ$  sulla fase b e di  $-120^\circ$  sulla fase c. Le tre tensioni così ottenute, ora in fase, sono sommate dal blocco sommatore e scalate del fattore  $\frac{1}{3}$ .

Coerentemente con la struttura di  $\mathbf{C}$ , si osserva in Fig. 2.2.a che le porte in ingresso sono 4, mentre vi è una sola porta in uscita.

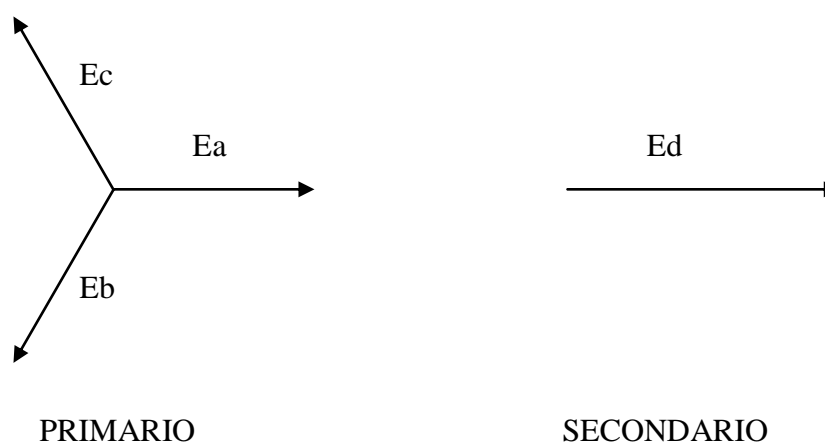
Le tensioni in ingresso possono essere riferite a un conduttore di ritorno (N in Fig. 2.2.a), che rappresenta la quarta porta di ingresso. Tuttavia, poiché all'avvolgimento primario del trasformatore è applicata la tensione somma delle tensioni di fase, prima

dello sfasamento, si sa per definizione che la somma delle tre tensioni, assunte simmetriche, sarà nulla.

A secondario, invece, la tensione  $E_d$  è espressa rispetto al riferimento dei potenziali, cioè non vi è un conduttore di ritorno, dalla definizione di circuito monofase equivalente.



*Fig. 2.2.a – Schema a blocchi della trasformazione*



*Fig. 2.2.b – Tensioni stellate del sistema trifase e monofase equivalente*

Il ritorno dalla sequenza diretta al sistema trifase, avviene in modo speculare, considerando la trasformazione inversa di (2.4) e ricordando che vale (2.6).

$$\begin{bmatrix} \bar{E}_a \\ \bar{E}_b \\ \bar{E}_c \end{bmatrix} = \bar{T} \begin{bmatrix} \bar{E}_d \\ \bar{E}_i \\ \bar{E}_0 \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \alpha^2 & \alpha & 1 \\ \alpha & \alpha^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{E}_d \\ \bar{E}_i \\ \bar{E}_0 \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

In questo caso sarà considerata solo la prima colonna della matrice, poiché il sistema monofase equivalente è alla sequenza diretta e le altre sequenze non sono considerate.

Per le convenzioni assunte nella scrittura della matrice di incidenza C del trasformatore, si considera il trasformatore come composto da tre circuiti monofase con due avvolgimenti ( $n_w = 2$ ,  $n_c = 3$ ). Ancora una volta, il numero di circuiti monofase è imposto dal numero di porte in uscita.

È chiaro che l'informazione sul sistema trifase precedente alla trasformazione a monofase è data esclusivamente dalla tensione della sequenza diretta. Nell'ipotesi assunta di perfetta simmetria ed equilibrio, questa informazione è sufficiente.

```
nc=3;
```

```
nw=2;
```

```
M = [ 1    0;
      0    1/sqrt(3) ];
```

```
C = [ 1  0  0  0  0;
      1  0  0  0  0;
      1  0  0  0  0;
      0  1  0  0 -1;
      0  0  alpha^2  0 -alpha^2;
      0  0  0  alpha -alpha];
```

Si noti che gli elementi della prima colonna di T sono disposti sulla diagonale della seconda parte della matrice C, che è riferita al secondario del trasformatore.

Il funzionamento del trasformatore è rappresentato schematicamente in Fig 2.3.a. Si osserva che a ogni circuito monofase è applicata la stessa tensione  $E_d$ . L'unico blocco rappresenta lo sfasamento applicato alla tensione su ciascuno dei circuiti monofase:  $0^\circ$  per la fase a,  $-120^\circ$  per la fase b e  $+120^\circ$  per la fase c. In uscita si ottiene un sistema di tensioni simmetriche sfasate tra loro di  $120^\circ$  (Fig. 2.3.b).

Ancora una volta si osserva che al primario vi è una sola porta di ingresso, poiché non è presente un conduttore di ritorno dal lato monofase equivalente.

In uscita, invece, sono esplicitamente indicate tutte le porte, poiché il conduttore di ritorno è presente e si vuole imporre che le tre tensioni a secondario si richiudano su tale conduttore.

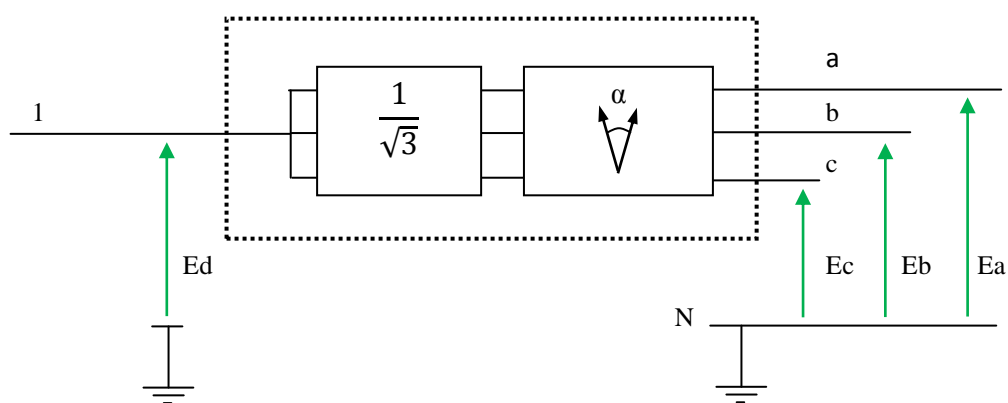
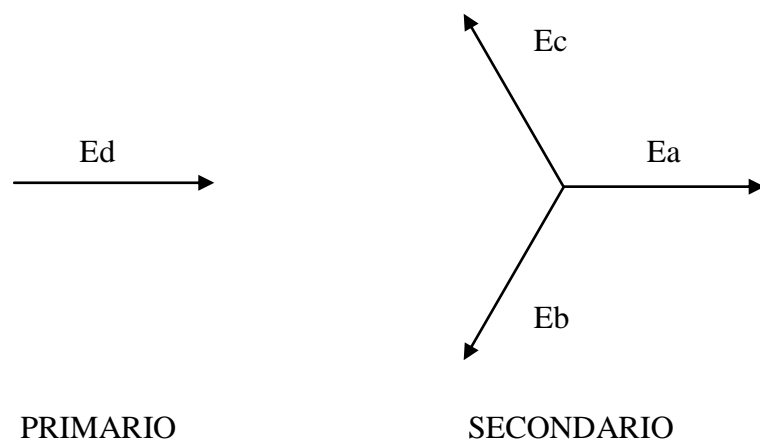


Fig. 2.3.a– Schema a blocchi della trasformazione



*Fig. 2.3.b - Tensioni stellate del sistema trifase e monofase equivalente*

# Capitolo 3

## Variazione del numero di conduttori mediante il trasformatore multifunzione.

### 3.1 Applicazione a rete di prova.

Si è considerata inizialmente la rete di prova in Fig. 3.1. Essa è costituita da quattro linee, di cui una a singola terna (dal nodo 6 al nodo 7) e due a doppia terna (dal nodo 3 al nodo 4 e dal nodo 4 al nodo 5).

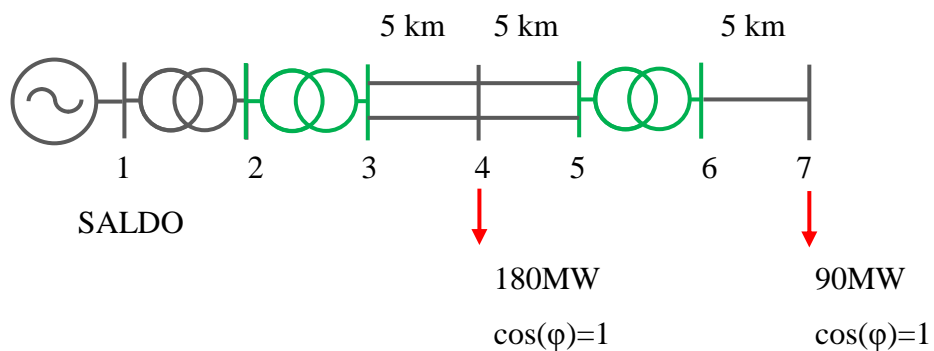


Fig. 3.1 – Rete di prova.

I trasformatori segnati in verde sono i trasformatori “multifunzione” del tipo in 2.1.2. Il primo attua il passaggio dalla configurazione a 4 conduttori (3 di fase e una fune di guardia) alla configurazione a 6 conduttori (due terne trifase e una fune di guardia. Il secondo effettua la trasformazione opposta.

La Tab. 3.1 riporta per ogni nodo il valore nominale di tensione (concatenata),  $V_{base}$ , la resistenza di messa a terra,  $Earth\_R$ , il numero di conduttori al nodo,



N\_cond, e un termine che identifica il tipo di linea connessa a quel nodo, Transformation. Quest'ultimo campo viene utilizzato nelle function di inizializzazione della tensione di nodo, di calcolo della matrice di incidenza **C** dei trasformatori, di costruzione della matrice alle ammettenze dei carichi e di calcolo delle correnti di correzione.

Nell'appendice A è riportata una legenda per la scelta del valore nel campo Transformation. In questo caso, 0 rappresenta una configurazione a tre conduttori di fase più una fune di guardia, mentre 7 rappresenta una configurazione a 6 conduttori di fase (due terne in parallelo) e una fune di guardia, come mostrato in Fig. 3.2.

*Tab. 3.1 – Inizializzazione dei nodi della rete.*

<b>Bus_N</b>	<b>Vbase [V]</b>	<b>Earth_R [ohm]</b>	<b>N_cond</b>	<b>Transformation</b>
1	220000	1,00E-10	4	0
2	220000	5,00E+00	4	0
3	220000	5,00E+00	7	7
4	220000	5,00E+00	7	7
5	220000	5,00E+00	7	7
6	220000	5,00E+00	4	0
7	220000	5,00E+00	4	0



*Fig. 3.2 – Esempio di tratto di rete con due linee in doppia terna e una in singola terna*

Senza l'uso di questo trasformatore, la matrice delle ammettenze della rete sarebbe stata quadrata di ordine  $6 \cdot 7 = 42$ . Grazie ai trasformatori, essa risulta di ordine  $4 \cdot 4 + 3 \cdot 7 = 37$ .

La Fig. 3.2 mostra una possibile configurazione per questo caso.

I risultati ottenuti dalla simulazione confermano il risultato atteso, imponendo alle coppie di conduttori delle linee in doppia terna la stessa tensione della corrispondente fase nella singola terna. La Tab.3.2 riporta le tensioni ai 7 nodi, per ciascun conduttore, espresse in modulo e fase.

*Tab. 3.2 – Tensione alle porte di ciascun nodo della rete.*

<b>Nodo</b>	<b>Cond.</b>	<b>Tensione [p.u.]</b>	
		<b>Modulo</b>	<b>Fase</b>
<b>1</b>	1	1,000	0,000
	2	1,000	-120,000
	3	1,000	120,000
	4	0,000	0,000
<b>2</b>	1	1,000	0,000
	2	1,000	-120,000
	3	1,000	120,000
	4	0,000	-77,352
<b>3</b>	1	1,000	0,006
	2	1,000	0,006
	3	1,000	-119,991
	4	1,000	-119,991
	5	1,000	119,985
	6	1,000	119,985
	7	0,000	22,147
<b>4</b>	1	0,997	-0,398
	2	0,996	-0,389
	3	0,998	-120,319
	4	0,996	-120,319
	5	0,998	119,585
	6	0,998	119,574
	7	0,000	67,785

<b>5</b>	1	0,993	-0,804
	2	0,992	-0,785
	3	0,996	-120,648
	4	0,992	-120,648
	5	0,996	119,184
	6	0,995	119,161
	7	0,000	-158,753
<b>6</b>	1	0,993	-0,784
	2	0,993	-120,638
	3	0,995	119,151
	4	0,000	45,966
<b>7</b>	1	0,991	-1,023
	2	0,992	-120,887
	3	0,993	118,910
	4	0,000	-135,155

La corrente sulle linee è invece riportata in Tab. 3.3, che mette in evidenza la corrente in modulo e fase su ciascun conduttore coinvolto.

*Tab. 3.3 – Corrente in ingresso a ciascun tratto della linea.*

<b>Linea</b>	<b>Corrente [A]</b>		
		<b>Corrente in ingresso alla linea</b>	
	Cond.	Modulo	Fase
<b>da 3 a 4</b>	1	356,691	-0,363
	2	356,640	-0,324
	3	356,799	-120,108
	4	356,873	-120,108
	5	356,465	119,611
	6	356,425	119,566
	7	9,379	-175,627
<b>da 4 a 5</b>	1	356,808	-0,594
	2	356,871	-0,568

	3	356,572	-120,394
	4	357,102	-120,395
	5	356,258	119,368
	6	356,321	119,338
	7	9,322	-175,727
<b>da 6 a 7</b>	1	238,314	-0,623
	2	238,247	-120,511
	3	237,708	119,292
	4	3,623	-152,043

Si è, successivamente, verificato che l'uso del trasformatore multifunzione non introduca cadute di tensione confrontabili con quelle dovute alla corrente richiesta dai carichi. La potenza perduta nel trasformatore è stata calcolata in (3.1) come differenza tra la totale potenza complessa entrante a primario e la totale potenza complessa uscente a secondario.

$$\bar{S}_{dissipata} = \sum_{i=1}^{N_{primario}} \bar{E}_i \bar{I}_i^* - \sum_{j=1}^{N_{secondario}} \bar{E}_j \bar{I}_j^* \quad (3.1)$$

$N_{primario}$  e  $N_{secondario}$  indicano il numero totale di fasi rispettivamente connesse a primario e a secondario del trasformatore.

Poiché il numero di fasi è diverso da primario a secondario, non è possibile parlare di cadute su ciascuna fase, pertanto la potenza viene riportata in termini complessivi (potenza trifase).

Nell'esempio qui considerato, la potenza in gioco sulle linee è dell'ordine di alcune decine di VA. La Tab.3.4 riporta i valori della potenza attiva e reattiva che fluisce su ciascuna fase degli elementi costituenti la piccola rete esempio.

Tab. 3.4 – variazione di potenza sui tratti della linea

<b>Variazione di potenza</b>			
	Cond.	P attiva [kW]	Q reattiva [kVAR]
<b>Trasformatore da 1 a 2</b>	1	145,717	137,430
	2	148,183	119,165
	3	118,306	33,300
	4	153,803	32,542
<b>Linea da 3 a 4</b>	1	120,477	125,132
	2	122,910	145,573
	3	-0,290	-0,091
	4	145,884	138,930
	5	148,472	121,073
	6	118,010	33,857
	7	154,197	34,697
<b>Linea da 4 a 5</b>	1	120,105	125,562
	2	122,746	146,258
	3	-0,286	-0,092
	4	63,376	-81,778
	5	60,493	-65,687
	6	56,514	-77,274
	7	-0,104	-0,034
<b>Linea da 6 a 7</b>	1	145,717	137,430
	2	148,183	119,165
	3	118,306	33,300
	4	153,803	32,542

Per i trasformatori multifunzione, invece, la potenza dissipata, calcolata come in (3.1), è riportata in Tab. 3.5:

*Tab. 3.5 – Variazione di potenza attiva e reattiva sui trasformatori multifunzione*

<b>Trasformatore</b>	<b>Potenza perduta</b>	
	P attiva [W]	Q reattiva [VAR]
<b>da 2 a 3</b>	2,38E-02	200.9
<b>da 5 a 6</b>	2,07E-01	397,6

Si osserva che la potenza dissipata sui trasformatori multifunzione è molto inferiore a quella dissipata sugli elementi realmente presenti in rete.

# Capitolo 4

## Modello monofase equivalente delle linee.

### 4.1 Significato e utilizzo del modello monofase.

Attualmente la rete in alta e altissima tensione è studiata mediante il modello monofase equivalente. Esistono diversi approcci allo studio dei flussi di potenza, che si inseriscono in una visione phase-frame o sequence-frame[5], il primo basato su un calcolo alle fasi, il secondo sul calcolo del circuito monofase della rete alle tre sequenze (diretta, inversa e omopolare). Il vantaggio di un approccio sequence-frame è la velocità di calcolo nel caso di esercizio simmetrico ed equilibrato della rete.

L'approccio multiconduttore si inserisce nella tipologia phase-frame, poiché ogni conduttore coinvolto nelle linee è trattato come entità a sé stante, permettendo così un maggior livello di dettaglio. Dove la rete si può considerare, con buona approssimazione, simmetrica ed equilibrata, un'analisi così dettagliata risulta inutilmente onerosa, sia dal punto di vista dei dati necessari al calcolo, sia dal punto di vista del costo computazionale. Per questo motivo, si è pensato di condurre un'analisi con circuito monofase equivalente, all'interno dell'ambiente di calcolo multiconduttore. Questa rielaborazione colloca il modello al confine tra i due tipi di analisi sopra citati, phase-frame e sequence-frame.

L'idea di base per questo approccio è considerare un tratto di rete costituito da un unico conduttore, che rappresenti il conduttore fittizio che descriverebbe la rete alla sequenza diretta. La conversione dalla rete originale alla rete monofase equivalente può essere fatta con il trasformatore visto nel paragrafo 2.1.3. Questa scelta rende l'analisi estremamente flessibile, poiché il trasformatore può essere inserito in qualsiasi nodo in cui si renda utile questa trasformazione.

Poiché i dati sulle linee sono espressi alle fasi, al fine di descrivere la rete con il modello monofase equivalente, è necessario ricavare l'impedenza longitudinale e

l'ammettanza trasversale delle linee alla sequenza diretta, a partire dalla configurazione delle linee (testa palo) e caratteristiche dei conduttori.

## 4.2 Considerazioni sul valore dell'impedenza alla sequenza diretta.

L'impedenza longitudinale che si vuole per la linea è quella del sistema trifase considerato alla sequenza diretta. Per ottenerne il valore, si è proceduto considerando la matrice di trasformazione ortogonale  $\mathbf{T}$ , già introdotta al paragrafo 2.1.3 (4.1).

Data la matrice  $\mathbf{Z}_{\mathbf{I}_{\text{MULTICOND.}}}$ , che rappresenta auto e mutue impedenze del modello a  $\pi$  della linea, la matrice che rappresenta il sistema alle sequenze,  $\mathbf{Z}_{\text{seq}}$ , è calcolata come in (4.4) .

$$\mathbf{T} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \alpha^2 & \alpha & 1 \\ \alpha & \alpha^2 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

$$\mathbf{Z}_{\text{seq}} = \mathbf{T}^{*t} \mathbf{Z}_{\mathbf{I}_{\text{MULTICOND.}}} \mathbf{T} \quad (4.2)$$

Se il sistema di partenza è perfettamente simmetrico ed equilibrato, è effettivamente possibile considerare tre circuiti indipendenti che lo rappresentino alle sequenze e l'effetto della trasformazione è diagonalizzare la matrice  $\mathbf{Z}_{\text{seq}}$  (4.3).

$$\mathbf{Z}_{\text{seq}} = \begin{bmatrix} Z_d & 0 & 0 \\ 0 & Z_i & 0 \\ 0 & 0 & Z_0 \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

$Z_d$ ,  $Z_i$  e  $Z_0$  sono rispettivamente le impedenze della linea alla sequenza diretta, inversa e omopolare.

Se la matrice di partenza non è simmetrica, la matrice  $\mathbf{Z}_{\text{seq}}$  non risulterà diagonale.



Nella maggior parte delle applicazioni, la matrice  $Z_{seq}$  non è diagonale, poiché non esiste un sistema perfettamente simmetrico ed equilibrato. Anche in quest'eventualità, si possono, comunque, considerare i valori di  $Z_{seq}$  presenti sulla diagonale come valori approssimati delle impedenze  $Z_d$ ,  $Z_i$  e  $Z_0$ , sotto l'ipotesi di linea resa simmetrica.

Poiché una trasformazione ortogonale comporta l'invarianza della potenza tra le fasi del sistema reale e una fase del sistema trasformato, la potenza trasmessa dall'unico conduttore monofase equivalente è uguale alla totale potenza trasmessa dal sistema trifase.

Per il calcolo dell'ammettenza trasversale, si è proceduto in modo analogo(4.4, 4.5), notando che le matrici sono definite con pedice "t", che indica le componenti trasversali.

$$\mathbf{Z}_{tMULTICOND.} = \mathbf{Y}_{tMULTICOND.}^{-1} \quad (4.4)$$

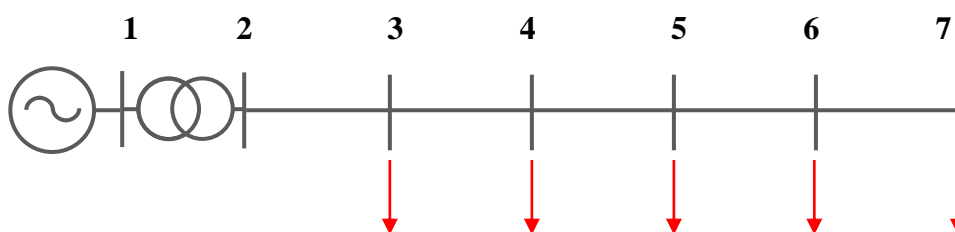
$$\mathbf{Z}_{tseq} = \mathbf{B}'\mathbf{Z}_{tMULTICOND.}\mathbf{B} \quad (4.5)$$

Si noti che, ammettendo sufficiente grado di simmetria della linea, è possibile considerare solo le informazioni legate alle auto e mutue impedenze dei conduttori delle tre fasi, trascurando quelle legate agli altri conduttori. Questo si traduce nella riduzione delle matrici  $\mathbf{Z}_{lMULTICOND.}$  e  $\mathbf{Z}_{tMULTICOND.}$  dall'ordine  $n$  (numero di conduttori effettivi) all'ordine 3 tramite eliminazione delle rispettive righe e colonne. Le scelte fatte nei casi specifici vengono dettagliate nel seguito.

### 4.3 Applicazione reti di prova: linea a sbalzo.

Al fine di verificarne l'applicabilità, si è testato il metodo su alcune reti di prova con diversi livelli di tensione.

La rete di prova considerata è rappresentata schematicamente in Fig. 4.1.



*Fig.4.1 – Rete di prova a sbalzo*

Il trasformatore è del tipo YNyn, gruppo 0. Di fatto non impone alcuna trasformazione, ma serve per rendere il caso più generico, valutando anche le cadute nei trasformatori.

Per mettere in evidenza l'errore di approssimazione del modello monofase equivalente, la rete di prova è stata testata per diversi livelli di tensione e per diverse lunghezze delle linee. La Tab. 4.1 mostra i casi presi in esame.

*Tab. 4.1 – Dati dell'analisi parametrica*

Livello di tensione	Lunghezza considerata	Carico su ciascun nodo
BT – 400V	0.05-0.5 km	3 kW, $\cos(\varphi)=1$
MT – 20 kV	0.5-5 km	0.3 MW, $\cos(\varphi)=1$
AT – 220 kV	1.5-15 km	30 MW, $\cos(\varphi)=1$
AAT – 380 kV	2.5-25 km	60 MW, $\cos(\varphi)=1$

Per ciascun livello di tensione si è considerata una configurazione appropriata della linea e delle specifiche adeguate per i conduttori di fase e la fune di guardia.

Le specifiche della linea monofase equivalente corrispondente a ogni configurazione delle linee sono calcolata come nel paragrafo 4.2.

Per ognuna delle quattro reti testate, si riportano i seguenti grafici:

1. Variazione di potenza attiva e potenza reattiva sulle linee nello studio completo multiconduttore e multiconduttore-monofase equivalente;
2. Errore relativo percentuale nella valutazione di potenza attiva e reattiva sulle linee;

Per tutti i grafici raffiguranti la variazione di potenza sulle linee sarà utilizzata la seguente convenzione:

- in azzurro a linea continua è rappresentata la variazione di potenza attiva sulle linee calcolata con il metodo completo multiconduttore;
- in nero a linea tratteggiata è riportata la variazione di potenza attiva sulle linee calcolata con il metodo multiconduttore-monofase equivalente;
- in verde a linea continua è rappresentata la variazione di potenza reattiva sulle linee calcolata con il metodo completo multiconduttore;
- in rosso a linea tratteggiata è riportata la variazione di potenza reattiva sulle linee calcolata con il metodo multiconduttore-monofase equivalente;

Per i grafici che riportano l'errore relativo percentuale nella valutazione di potenza attiva e reattiva sulle linee valgono, invece, le seguenti convenzioni:

- in verde a linea continua è riportato l'errore relativo percentuale che si commette nella valutazione della variazione di potenza attiva;
- in rosso a linea continua è rappresentato l'errore relativo percentuale che si commette nella variazione di potenza reattiva.

Per ogni caso di studio, sono riportate le tensioni alle porte di ciascun nodo (Tabelle A) e le correnti di ramo sulle linee (Tabelle B), valutate con il metodo classico multiconduttore e con il modello multiconduttore-monofase equivalente.

Al fine di rappresentare il caso ritenuto più critico, le tabelle di tensione e corrente si riferiscono al caso della massima lunghezza delle linee.

Si noti che, in base alle considerazioni fatte in 2.1.3, le tensioni alle porte nel modello multiconduttore-monofase equivalente sono espresse in [p.u.] rispetto alla tensione base concatenata, mentre le tensioni alle porte nel modello classico multiconduttore sono espresse in [p.u.] rispetto alla tensione base stellata. Si è scelta questa visualizzazione per rendere più semplice la lettura dei risultati.

Le correnti, invece, sono riportate in [A], quindi si osserva che i moduli delle correnti nell'analisi monofase equivalente sono circa  $\sqrt{3}$  (il rapporto non è esatto a causa degli squilibri del sistema, che in nessuno dei casi considerati si può definire perfettamente simmetrico ed equilibrato) il modulo di ciascuna corrente di fase nel modello classico multiconduttore.

### 4.3.1 Rete in BT.

La configurazione considerata è quella in Fig. 4.2, con  $h=8\text{m}$  e  $l=0.4\text{m}$ .

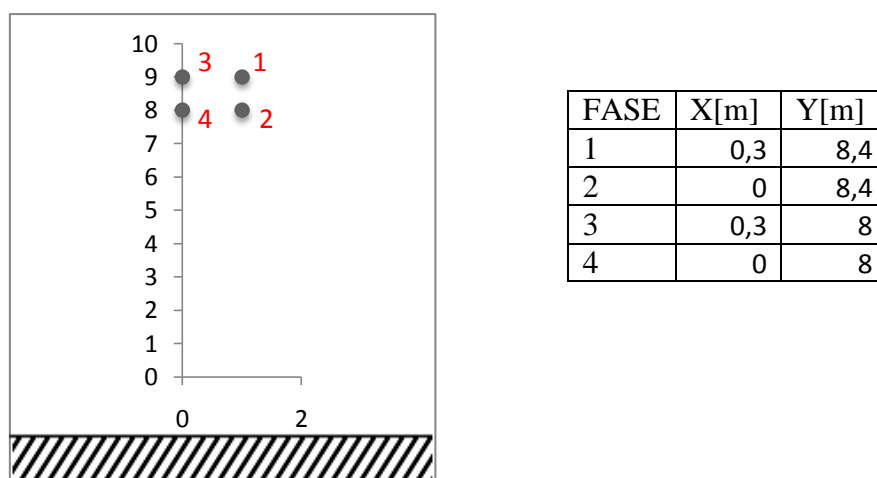


Fig.4.2 – Configurazione testa palo.

Tab. 4.2\_A – Tensioni alle porte di ciascun nodo

Tensione modello classico-multiconduttore			Tensione modello multiconduttore monofase equivalente		
Nodo	Modulo	Fase	Nodo	Modulo	Fase
1	1,000	0,000	1	1,000	0,000
1	1,000	-120,000			
1	1,000	120,000			
1	0,000	0,000			
2	1,000	-0,003	2	1,000	-0,003
2	1,000	-120,003			
2	1,000	119,997			
2	0,000	-154,697			
3	0,964	-2,784	3	0,963	-2,739
3	0,968	-122,656			
3	0,958	117,225			
3	0,000	22,807			
4	0,937	-5,161	4	0,935	-5,080
4	0,944	-124,901			

4	0,924	114,823			
4	0,000	24,825			
5	0,916	-7,038	5	0,914	-6,931
5	0,926	-126,659			
5	0,900	112,905			
5	0,000	25,791			
6	0,903	-8,337	6	0,900	-8,212
6	0,914	-127,868			
6	0,884	111,567			
6	0,000	26,157			
7	0,897	-9,000	7	0,894	-8,867
7	0,908	-128,483			
7	0,876	110,880			
7	0,000	26,256			

*Tab. 4.2\_B – Corrente in ingresso alle linee*

<b>Corrente modello classico-multiconduttore</b>				<b>Corrente modello multiconduttore monofase equivalente</b>			
Nodo in	Nodo out	Modulo	Fase	Nodo in	Nodo out	Modulo	Fase
2	3	40,602	-6,522	2	3	70,509	-6,425
2	3	40,228	-126,161				
2	3	41,302	113,407				
2	3	1,100	-11,006				
3	4	32,845	-7,407	3	4	57,059	-7,296
3	4	32,500	-126,996				
3	4	33,491	112,515				
3	4	0,901	-15,105				
4	5	24,846	-8,131	4	5	43,177	-8,009
4	5	24,560	-127,675				
4	5	25,385	111,776				
4	5	0,689	-18,498				
5	6	16,664	-8,668	5	6	28,967	-8,539
5	6	16,460	-128,175				
5	6	17,052	111,223				
5	6	0,466	-21,041				
6	7	8,362	-8,999	6	7	14,538	-8,865
6	7	8,256	-128,482				
6	7	8,565	110,881				
6	7	0,235	-22,617				

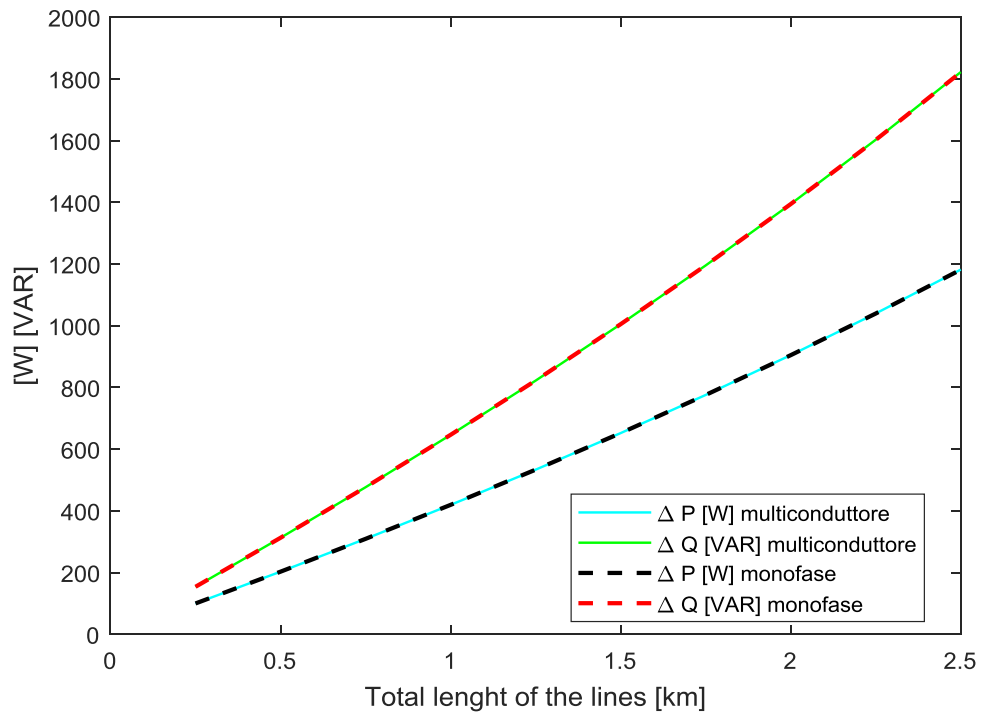
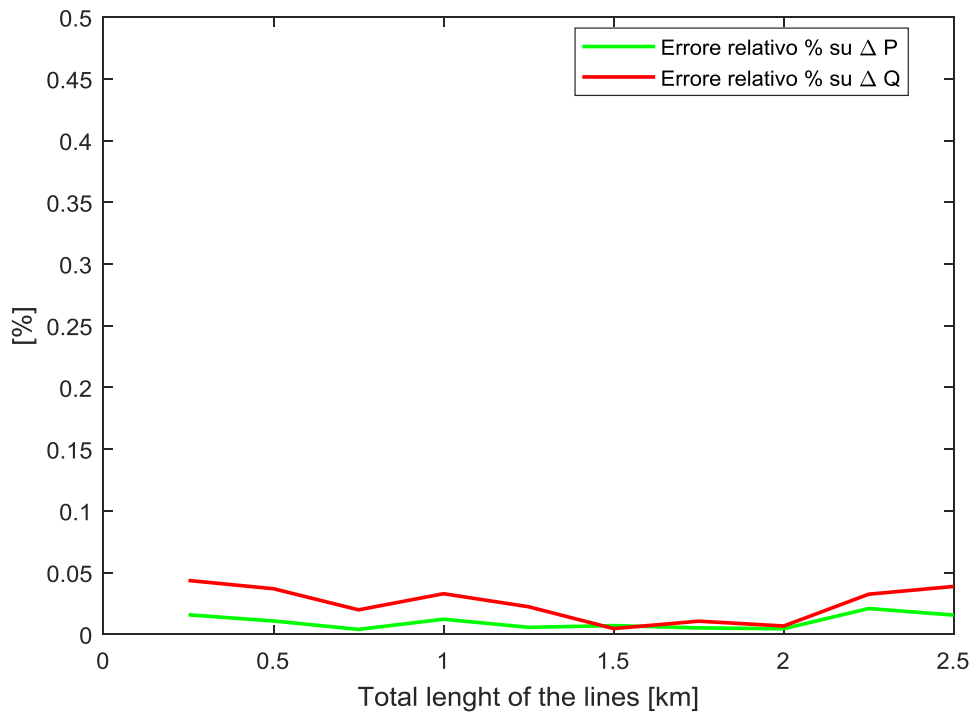


Fig. 4.3 – Variazione di potenza sulle linee

Tab. 4.3 - Variazione di potenza sulle linee

Lunghezza totale delle linee [km]	Potenza attiva [W]		Potenza reattiva [VAR]	
	multiconduttore	Monofase eq.	multiconduttore	Monofase eq.
0,25	99,88	99,90	153,90	153,97
0,5	202,88	202,90	312,61	312,72
0,75	309,25	309,24	476,54	476,63
1	419,33	419,38	646,17	646,39
1,25	533,45	533,48	822,08	822,26
1,5	652,03	651,99	1004,88	1004,93
1,75	775,55	775,59	1195,32	1195,45
2	904,56	904,52	1394,27	1394,18
2,25	1039,71	1039,49	1602,75	1602,23
2,5	1181,79	1181,60	1822,00	1821,30

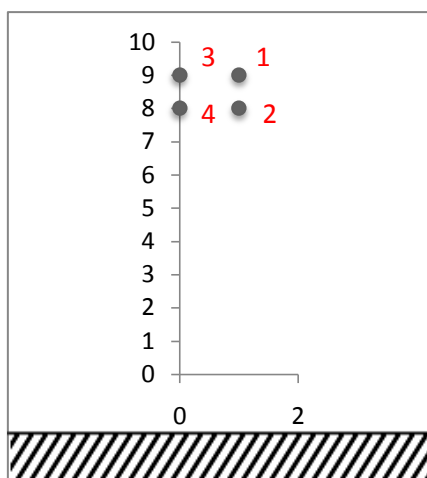


*Fig. 4.4 – Errore relativo percentuale sulla stima della variazione di potenza sulle linee*



### 4.3.2 Rete in MT.

La configurazione considerata è quella in Fig. 4.5, con  $h=8\text{m}$  e  $l=1\text{m}$ .



FASE	X[m]	Y[m]
1	1	9
2	0	9
3	1	8
4	0	8

Fig.4.5 – Configurazione testa palo.

Tab. 4.4\_A – Tensioni alle porte di ciascun nodo

Tensione modello classico-multiconduttore			Tensione modello multiconduttore monofase equivalente		
Nodo	Modulo	Fase	Nodo	Modulo	Fase
1	1,000	0,000	1	1,000	0,000
1	1,000	-120,000			
1	1,000	120,000			
1	0,000	0,000			
2	1,000	-0,269	2	1,000	-0,269
2	1,000	-120,268			
2	1,000	119,730			
2	0,000	-158,805			
3	0,987	-1,356	3	0,987	-1,342
3	0,989	-121,321			
3	0,985	118,652			
3	0,000	20,089			
4	0,977	-2,245	4	0,977	-2,220
4	0,980	-122,180			

4	0,974	117,767			
4	0,000	20,879			
5	0,970	-2,923	5	0,969	-2,891
5	0,973	-122,834			
5	0,965	117,089			
5	0,000	21,416			
6	0,965	-3,382	6	0,964	-3,343
6	0,969	-123,275			
6	0,959	116,631			
6	0,000	21,744			
7	0,963	-3,612	7	0,962	-3,571
7	0,967	-123,496			
7	0,956	116,399			
7	0,000	21,885			

*Tab. 4.4\_B – Correnti in ingresso alle linee*

Corrente modello classico-multiconduttore				Corrente modello multiconduttore monofase equivalente			
Nodo in	Nodo out	Modulo	Fase	Nodo in	Nodo out	Modulo	Fase
2	3	77,121	-2,274	2	3	133,647	-2,254
2	3	76,910	-122,204				
2	3	77,455	117,720				
2	3	2,086	10,608				
3	4	61,933	-2,610	3	4	107,334	-2,586
3	4	61,735	-122,528				
3	4	62,242	117,385				
3	4	1,674	9,290				
4	5	46,587	-2,876	4	5	80,744	-2,849
4	5	46,422	-122,784				
4	5	46,845	117,119				
4	5	1,258	8,242				
5	6	31,124	-3,068	5	6	53,945	-3,039
5	6	31,006	-122,969				
5	6	31,308	116,926				
5	6	0,840	7,480				
6	7	15,582	-3,185	6	7	27,007	-3,154
6	7	15,520	-123,080				
6	7	15,677	116,810				
6	7	0,421	7,020				

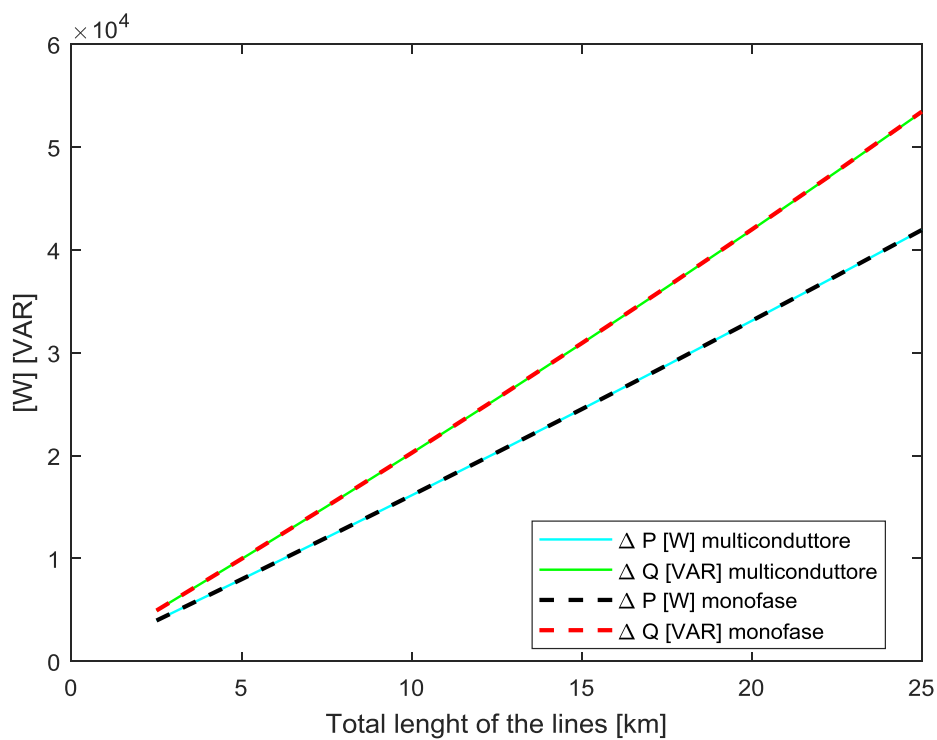
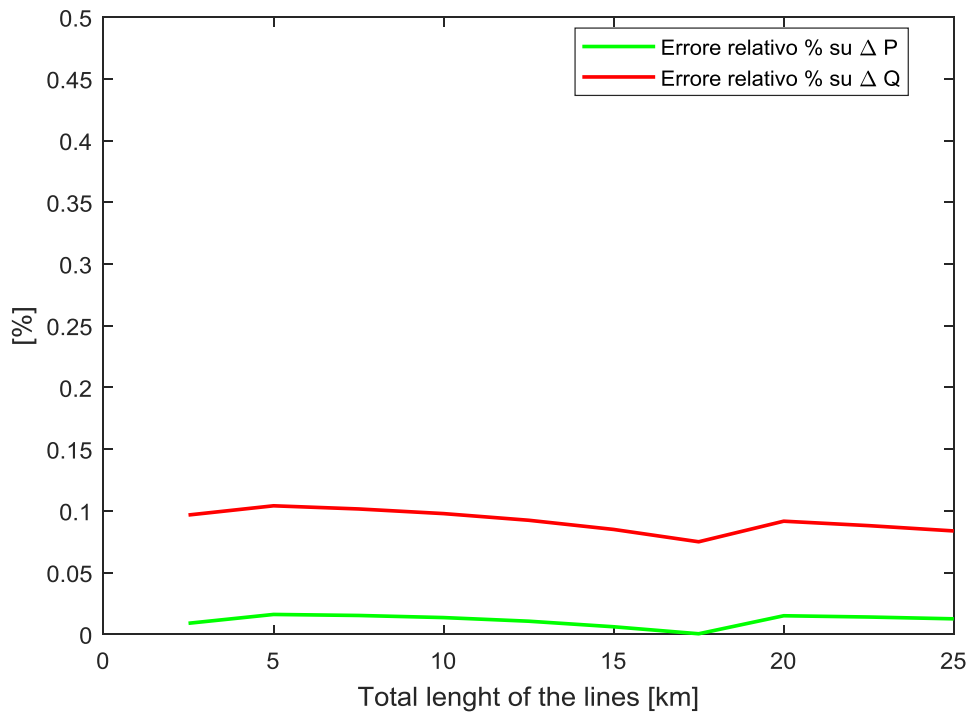


Fig. 4.6 - Variazione di potenza sulle linee

Tab. 4.5 - Variazione di potenza sulle linee

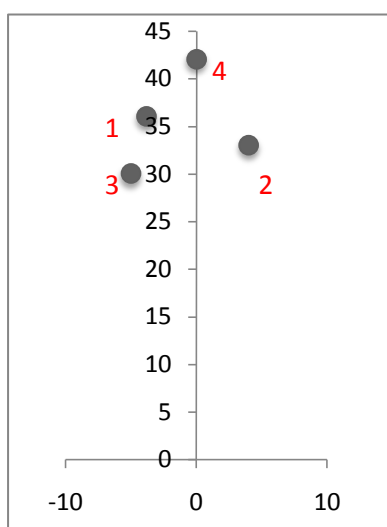
Lunghezza totale delle linee [km]	Potenza attiva [kW]		Potenza reattiva [kVAR]	
	multiconduttore	Monofase eq.	multiconduttore	Monofase eq.
2,5	3,960	3,961	4,929	4,934
5	7,968	7,970	9,943	9,953
7,5	12,025	12,027	15,043	15,058
10	16,132	16,134	20,232	20,252
12,5	20,292	20,294	25,513	25,537
15	24,504	24,506	30,888	30,914
17,5	28,773	28,773	36,361	36,388
20	33,099	33,104	41,934	41,972
22,5	37,484	37,489	47,610	47,652
25	41,930	41,935	53,394	53,438



*Fig. 4.7 – Errore relativo percentuale sulla stima della variazione di potenza sulle linee*

### 4.3.3 Rete in AT.

La configurazione considerata è quella in Fig. 4.8.



Tab. 4.6

FASE	X[m]	Y[m]
1	-3,8	36
2	4	33
3	-5	30
4	0	42

Fig.4.8 – Configurazione testa palo.

Tab. 4.6\_A– Tensioni alle porte di ciascun nodo

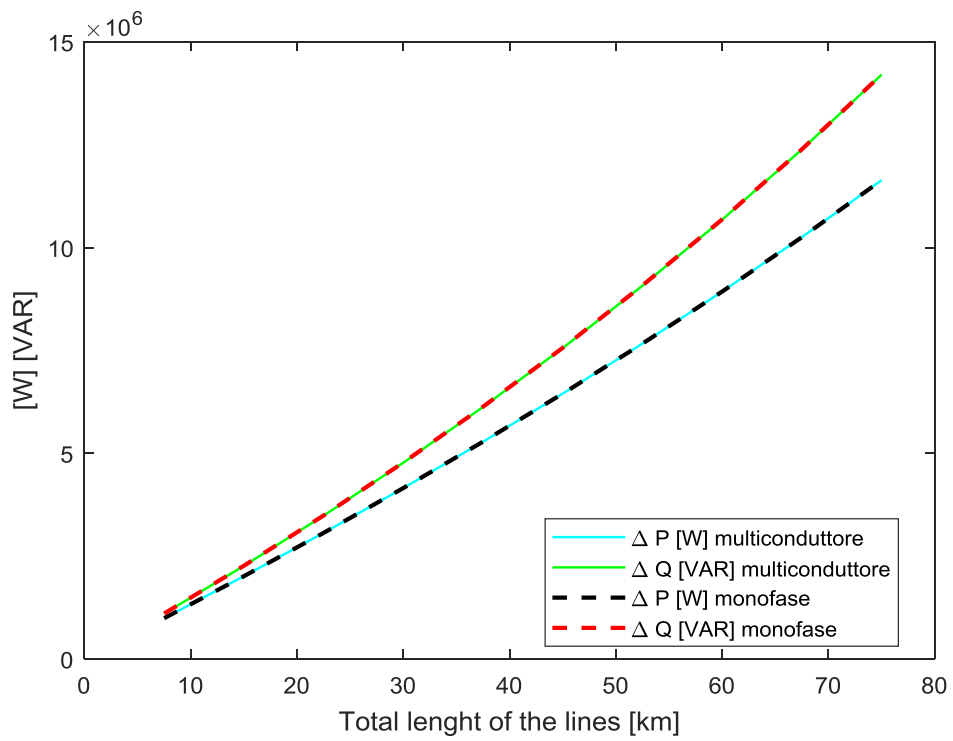
Tensione modello classico-multiconduttore			Tensione modello multiconduttore monofase equivalente		
Nodo	Modulo	Fase	Nodo	Modulo	Fase
1	1,000	0,000	1	1,000	0,000
1	1,000	-120,000			
1	1,000	120,000			
1	0,000	0,000			
2	1,000	-0,113	2	1,000	-0,113
2	1,000	-120,112			
2	1,000	119,886			
2	0,000	-155,051			
3	0,965	-2,905	3	0,965	-2,862
3	0,969	-122,782			
3	0,959	117,102			

3	0,000	22,631			
4	0,939	-5,284	4	0,937	-5,206
4	0,946	-125,035			
4	0,927	114,701			
4	0,000	24,562			
5	0,920	-7,157	5	0,917	-7,054
5	0,929	-126,794			
5	0,903	112,789			
5	0,000	25,477			
6	0,907	-8,449	6	0,904	-8,329
6	0,918	-127,999			
6	0,888	111,460			
6	0,000	25,822			
7	0,901	-9,106	7	0,897	-8,978
7	0,912	-128,610			
7	0,880	110,780			
7	0,000	25,869			

*Tab. 4.6\_B – Correnti in ingresso alle linee*

Corrente modello classico-multiconduttore				Corrente modello multiconduttore monofase equivalente			
Nodo in	Nodo out	Modulo	Fase	Nodo in	Nodo out	Modulo	Fase
2	3	735,705	-5,189	2	3	1277,699	-5,135
2	3	730,497	-124,873				
2	3	746,919	114,664				
2	3	19,509	-6,959				
3	4	594,923	-6,107	3	4	1033,583	-6,039
3	4	589,960	-125,740				
3	4	605,424	113,735				
3	4	15,922	-11,179				
4	5	449,900	-6,855	4	5	781,883	-6,777
4	5	445,701	-126,440				
4	5	458,748	112,972				
4	5	12,132	-14,661				
5	6	301,698	-7,408	5	6	524,456	-7,322
5	6	298,668	-126,956				
5	6	308,090	112,402				
5	6	8,185	-17,251				

6	7	151,383	-7,747	6	7	263,199	-7,657
6	7	149,798	-127,271				
6	7	154,733	112,050				
6	7	4,130	-18,785				



*Fig. 4.9 - Variazione di potenza sulle linee*

Tab. 4.7- Variazione di potenza sulle linee

Lunghezza totale delle linee [km]	Potenza attiva [MW]		Potenza reattiva [MVAR]	
	multiconduttore	Monofase eq.	multiconduttore	Monofase eq.
7,5	0,990	0,991	1,103	1,105
15	2,011	2,012	2,263	2,266
22,5	3,065	3,065	3,483	3,487
30	4,154	4,154	4,769	4,775
37,5	5,281	5,281	6,125	6,131
45	6,450	6,450	7,557	7,563
52,5	7,665	7,666	9,072	9,079
60	8,931	8,931	10,678	10,684
67,5	10,253	10,251	12,385	12,388
75	11,638	11,637	14,203	14,205

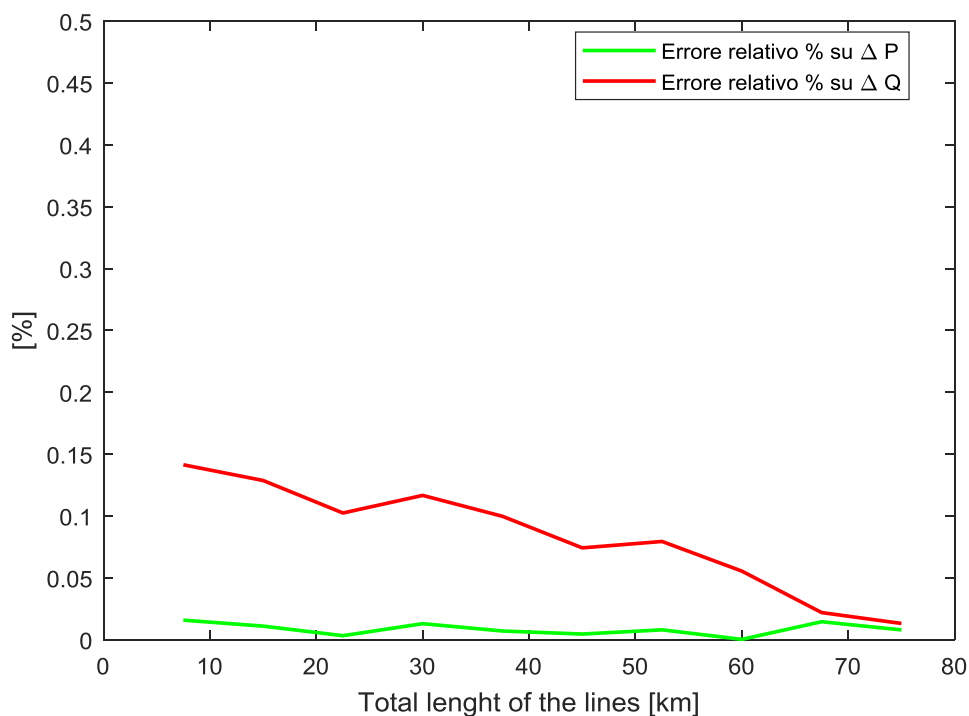


Fig. 4.10 – Errore relativo percentuale sulla stima della variazione di potenza sulle linee



### 4.3.4 Rete in AAT.

La configurazione considerata è quella in Fig.4.12.

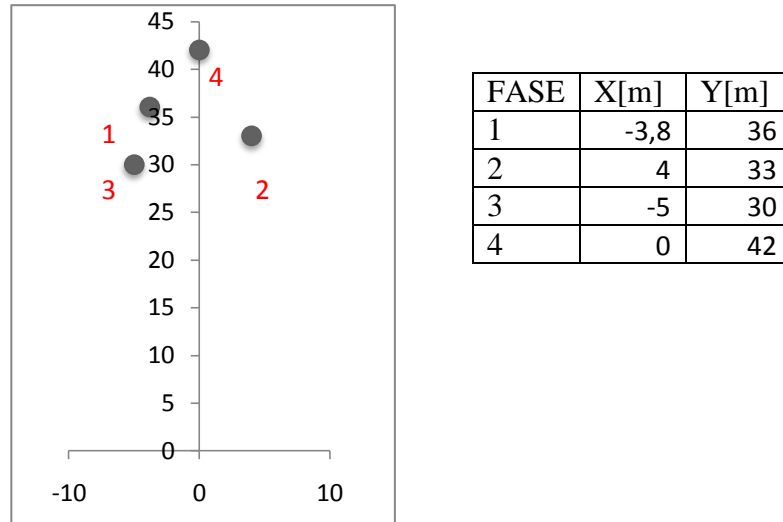


Fig. 4.11 – Configurazione testa palo.

Tab. 4.8\_A– Tensioni alle porte di ciascun nodo

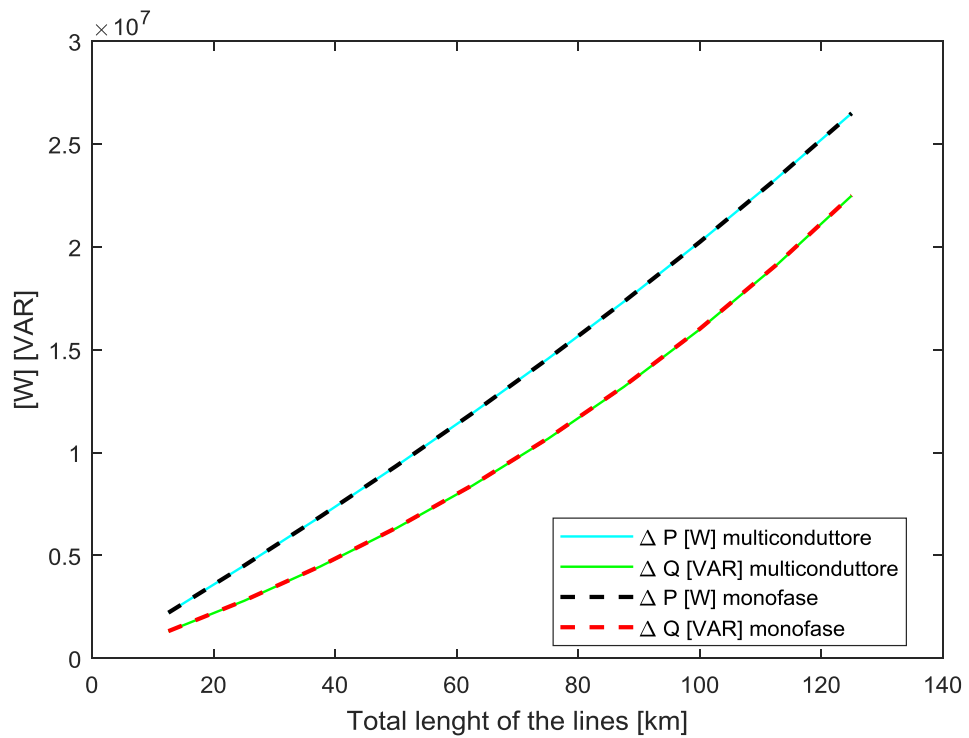
Tensione modello classico-multiconduttore			Tensione modello multiconduttore monofase equivalente		
Nodo	Modulo	Fase	Nodo	Modulo	Fase
1	1,000	0,000	1	1,000	0,000
1	1,000	-120,000			
1	1,000	120,000			
1	0,000	0,000			
2	1,000	0,000	2	1,000	0,000
2	1,000	-120,000			
2	1,000	120,000			
2	0,000	-154,356			
3	0,962	-3,195	3	0,961	-3,145
3	0,967	-123,052			

3	0,955	116,812			
3	0,000	23,396			
4	0,934	-5,931	4	0,931	-5,841
4	0,941	-125,636			
4	0,920	114,042			
4	0,000	25,459			
5	0,913	-8,092	5	0,909	-7,974
5	0,923	-127,658			
5	0,894	111,825			
5	0,000	26,294			
6	0,899	-9,584	6	0,895	-9,447
6	0,911	-129,045			
6	0,876	110,279			
6	0,000	26,507			
7	0,892	-10,341	7	0,888	-10,195
7	0,904	-129,745			
7	0,868	109,489			
7	0,000	26,406			

*Tab. 4.8\_B – Correnti in ingresso alle linee*

Corrente modello classico-multiconduttore				Corrente modello multiconduttore monofase equivalente			
Nodo in	Nodo out	Modulo	Fase	Nodo in	Nodo out	Modulo	Fase
2	3	858,135	-3,949	2	3	1491,618	-3,943
2	3	853,602	-123,612				
2	3	872,017	115,745				
2	3	22,205	-6,669				
3	4	694,732	-5,053	3	4	1208,175	-5,031
3	4	690,064	-124,647				
3	4	708,025	114,619				
3	4	18,159	-11,879				
4	5	525,841	-5,954	4	5	914,856	-5,919
4	5	521,718	-125,486				
4	5	537,208	113,691				

4	5	13,871	-16,190				
5	6	352,850	-6,620	5	6	614,095	-6,578
5	6	349,802	-126,103				
5	6	361,141	112,998				
5	6	9,386	-19,380				
6	7	177,130	-7,030	6	7	308,342	-6,983
6	7	175,515	-126,480				
6	7	181,500	112,569				
6	7	4,759	-21,169				



*Fig.4.12- Variazione di potenza sulle linee*

Tab. 4.9 - Variazione di potenza sulle linee

Lunghezza totale delle linee [km]	Potenza attiva [MW]		Potenza reattiva [MVAR]	
	multiconduttore	Monofase eq.	multiconduttore	Monofase eq.
12,5	2,217	2,217	1,313	1,319
25	4,509	4,509	2,797	2,809
37,5	6,882	6,883	4,462	4,479
50	9,343	9,345	6,320	6,341
62,5	11,900	11,900	8,383	8,407
75	14,561	14,563	10,669	10,698
87,5	17,337	17,338	13,197	13,226
100	20,241	20,239	15,990	16,015
112,5	23,288	23,288	19,077	19,101
125	26,498	26,494	22,491	22,503

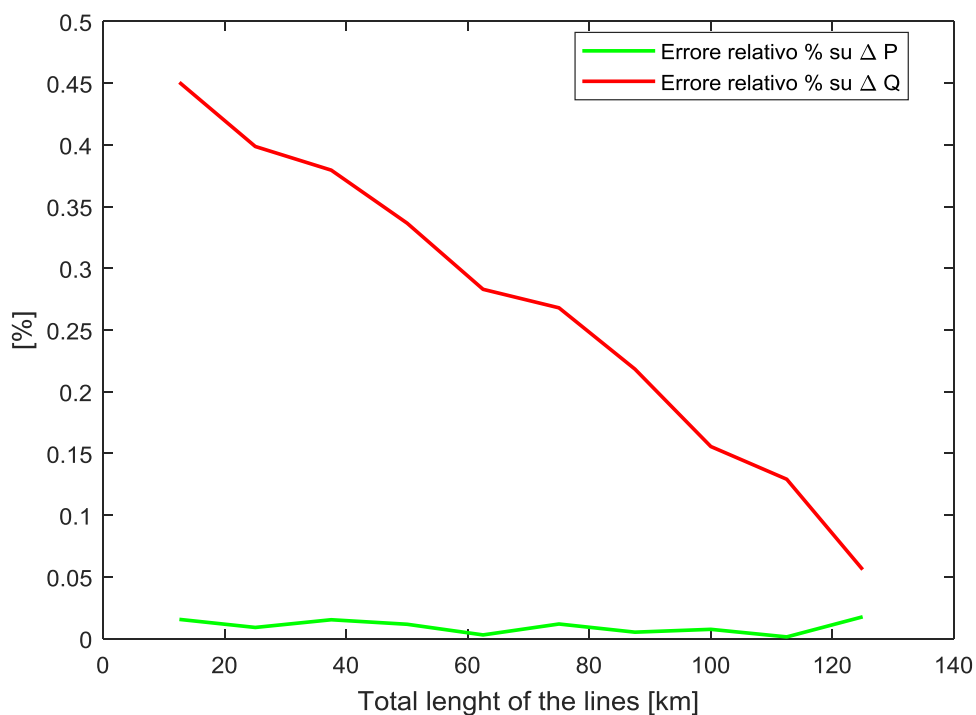


Fig. 4.13 – Errore relativo percentuale sulla stima della variazione di potenza sulle linee

### **4.3.5 Considerazioni sui risultati.**

Dall'osservazione dei grafici e delle tabelle proposti, appare evidente che il modello sviluppato commette l'errore maggiore nella stima sulla variazione di potenza reattiva. Questo risultato era atteso, poiché nel passaggio da un'analisi alle fasi a un'analisi monofase equivalente si perde l'informazione sui mutui accoppiamenti capacitivi dei conduttori di fase tra di loro, con la fune di guardia e con il terreno.

La variazione di potenza attiva è invece stimata con buona approssimazione, in quanto l'errore relativo percentuale su P non supera mai lo 0,025%.

Si osserva nei grafici un andamento discontinuo, che non è legato a particolari condizioni del sistema, bensì è da attribuirsi a imprecisione numerica (rapporto tra un numero molto piccolo e un numero molto grande).

Questi esempi preliminari hanno dimostrato che l'errore commesso sulla stima della variazione delle perdite rimane contenuto a valori trascurabili nonostante l'aumentare della grandezza della rete considerata.

Per avvalorare questa osservazione, nel seguente paragrafo, si è proceduto all'applicazione del metodo su un sistema reale.

# Capitolo 5

## **Applicazione del modello multiconduttore-monofase equivalente a reti reale in AAT/AT, con linee in doppia terna.**

### **5.1 Confronto tra la rete considerata alle fasi e al multiconduttore-monofase equivalente.**

Nella seconda parte di questo lavoro di tesi, è stata valutata la possibilità di applicare la trasformazione a monofase equivalente a una porzione di rete nazionale inglese.

Si tratta di una porzione di rete composta da 13 sottostazioni connesse mediante linee in doppia terna. La rete è alimentata da 4 generatori. Il generatore al nodo 1 è il nodo di saldo.

La struttura schematica è presentata in Fig. 5.16. Le lunghezze delle linee sono espresse in km. In rosso sono riportati i nodi effettivamente considerati nell'analisi.



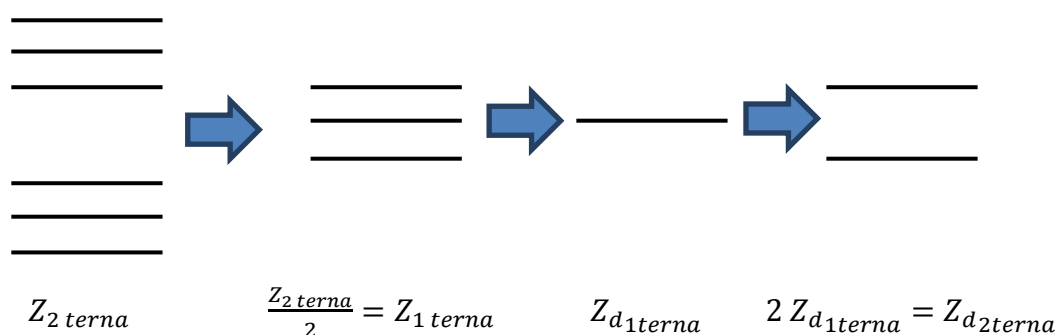
Il calcolo dell'impedenza longitudinale e dell'ammettenza trasversale delle linee monofase equivalenti è riportato nel dettaglio nell'appendice A, in cui si vede che delle rispettive matrici  $Z_l$  e  $Z_t$  si tiene conto solo dei conduttori di fase.

A questo punto, si è posto il problema di come trattare i nodi con congiuntore aperto. Nello schema monofase equivalente, infatti, se si rappresentasse la doppia terna con un solo conduttore, bisognerebbe imporre che tutti i nodi diversi, che si trovano nella stessa sottostazione, collassino in un solo nodo. Questo approccio, tuttavia, comporta una modifica sostanziale dell'assetto di rete e, quindi, dei flussi di potenza in essa.

Come soluzione alternativa, nel caso di doppia terna, si è scelto di considerare un conduttore monofase equivalente per ciascuna terna, sostituendo, così, la doppia terna con due linee monofase equivalenti.

L'impedenza longitudinale e l'ammettenza trasversale, calcolate rispettivamente secondo (4.6) e (4.10), darebbero luogo, per ipotesi di parallelo tra le due terne, a valori

Ciascuna delle due linee monofase equivalenti avrà impedenza longitudinale doppia di quella calcolata in (4.6) e ammettenza trasversale pari a metà di quella calcolata in (4.10). Per comprendere meglio questo passaggio si faccia riferimento alla figura (5.15). Se si considera una linea in doppia terna di impedenza  $Z$ , si può affermare che la singola terna equivalente al parallelo delle due terne ha impedenza pari alla metà  $Z$ . Calcolata l'impedenza alla sequenza diretta  $Z_d$  di tale linea (come in (4.6)), se si volesse ora rappresentare il sistema con due linee monofase equivalenti in parallelo, si dovrebbe considerare per ciascuna linea un'impedenza pari al doppio di  $Z_d$ .





*Fig. 5.15 – Calcolo dell'impedenza delle linee in doppia terna alla sequenza diretta.*

Per le considerazioni viste nel paragrafo 4.2, anche in questo caso il modulo della corrente su ciascuna linea monofase equivalente sarà tre volte il modulo della corrente su ciascuna delle fasi della singola terna corrispondente del sistema trifase.

La rete così ottenuta è stata analizzata sia con il metodo classico-multiconduttore sia con il metodo multiconduttore-monofase equivalente. La simulazione è stata eseguita nella condizione di carico mostrata in Tab. 5.10.

*Tab. 5.10 – Carichi trifase ai nodi.*

<b>Bus_N</b>	<b>P[W]</b>	<b>Q[VAR]</b>
9	70,8	34,3
10	49,2	23,8
11	50,5	24,5
12	51,0	24,7
13	52,5	25,4
14	57,3	27,7
15	57,3	27,7
16	75,0	36,3
17	75,0	36,3
18	150,0	72,6
19	50,0	24,2
20	50,0	24,2
22	210,0	102,0
23	125,0	60,5
24	125,0	60,5
26	364,0	176,0
28	62,0	30,0
<b>totale</b>	<b>1674,6</b>	<b>810,7</b>

Per i generatori, si è considerata la situazione mostrata in Tab. 5.11, dove P è la potenza attiva erogata, Q è la potenza reattiva scambiata,  $|V_n|$  è il modulo della tensione in [p.u.] che si vuole mantenere a quel nodo.

Tab. 5.11- Inizializzazione dei dati relativi ai generatori.

Bus_N	Phase_N	P[W]	Q[Var]	$ V_n $ [p.u.]
2	1	1,01E+09	0	1
3	1	8,00E+07	0	1
4	1	4,04E+08	0	1

I risultati delle simulazioni sono confrontati nelle Tab. 5.12 e 5.13. Si noti che, come negli esempi precedenti, la tensione dei nodi monofase è riferita alla tensione base concatenata, mentre la tensione dei nodi considerati alle fasi è riferita alla tensione base stellata. Analogamente, il modulo della corrente (espressa in [A]) dei nodi monofase equivalenti risulta in modulo pari a  $\sqrt{3}$  volte il modulo della corrente di ciascuna fase muliconduttore.

Tab. 5.12 – Tensioni alle porte di ciascun nodo.

Tensione modello classico-multiconduttore			Tensione modello multiconduttore monofase equivalente		
Nodo	Modulo	Fase	Nodo	Modulo	Fase
1	1,000	0,000	1	1,000	0,000
1	1,000	-120,000			
1	1,000	120,000			
2	1,000	-22,373	2	1,000	-22,367
2	1,000	-142,373			
2	1,000	97,627			
3	1,000	-28,526	3	1,000	-28,524
3	1,000	-148,526			
3	1,000	91,474			
4	1,000	-26,399	4	1,000	-26,396
4	1,000	-146,399			

4	1,000	93,601			
5	1,000	-22,373	5	1,000	-22,367
5	1,000	-142,373			
5	1,000	97,627			
6	1,000	-28,526	6	1,000	-28,524
6	1,000	-148,526			
6	1,000	91,474			
7	1,000	-26,399	7	1,000	-26,396
7	1,000	-146,399			
7	1,000	93,601			
8	1,000	0,000	8	1,000	0,000
8	1,000	-120,000			
8	1,000	120,000			
9	0,995	0,713	9	0,996	0,617
9	0,996	-119,401			
9	0,997	120,522			
10	0,996	0,758	10	0,996	0,657
10	0,996	-119,364			
10	0,997	120,575			
11	0,998	1,060	11	0,998	0,945
11	0,998	-119,078			
11	0,999	120,841			
12	0,997	1,005	12	0,998	0,887
12	0,998	-119,140			
12	0,998	120,785			
13	0,997	0,385	13	0,998	0,241
13	0,997	-119,801			
13	0,999	120,131			
14	0,983	1,314	14	0,982	1,218
14	0,982	-118,807			
14	0,981	121,127			
15	0,983	1,311	15	0,982	1,218
15	0,982	-118,808			
15	0,981	121,134			
16	0,997	0,084	16	0,998	-0,050
16	0,997	-120,090			
16	1,000	119,852			
17	0,996	0,050	17	0,997	-0,093
17	0,996	-120,133			
17	0,999	119,796			
18	0,997	0,762	18	0,998	0,628
18	0,997	-119,415			
18	0,999	120,529			
19	0,986	1,549	19	0,985	1,474

19	0,985	-118,540			
19	0,984	121,395			
20	0,986	1,548	20	0,985	1,474
20	0,985	-118,540			
20	0,984	121,394			
21	0,998	3,058	21	0,997	2,990
21	0,997	-117,023			
21	0,996	122,919			
22	0,994	0,455	22	0,995	0,370
22	0,995	-119,641			
22	0,996	120,290			
23	0,994	0,566	23	0,994	0,473
23	0,994	-119,543			
23	0,995	120,389			
24	0,994	0,564	24	0,994	0,473
24	0,994	-119,544			
24	0,995	120,394			
25	0,996	0,885	25	0,996	0,814
25	0,996	-119,192			
25	0,996	120,743			
26	0,994	-0,440	26	0,996	-0,547
26	0,995	-120,577			
26	0,998	119,374			
27	0,999	1,936	27	0,998	1,831
27	0,998	-118,201			
27	0,998	121,753			
28	0,997	1,834	28	0,997	1,734
28	0,997	-118,297			
28	0,998	121,643			

Le impedenze di messa a terra delle sottostazioni sono considerate di valore trascurabile, quindi i potenziali neutri (non associati ad alcun conduttore di fase) sono pari a zero in tutti i nodi.

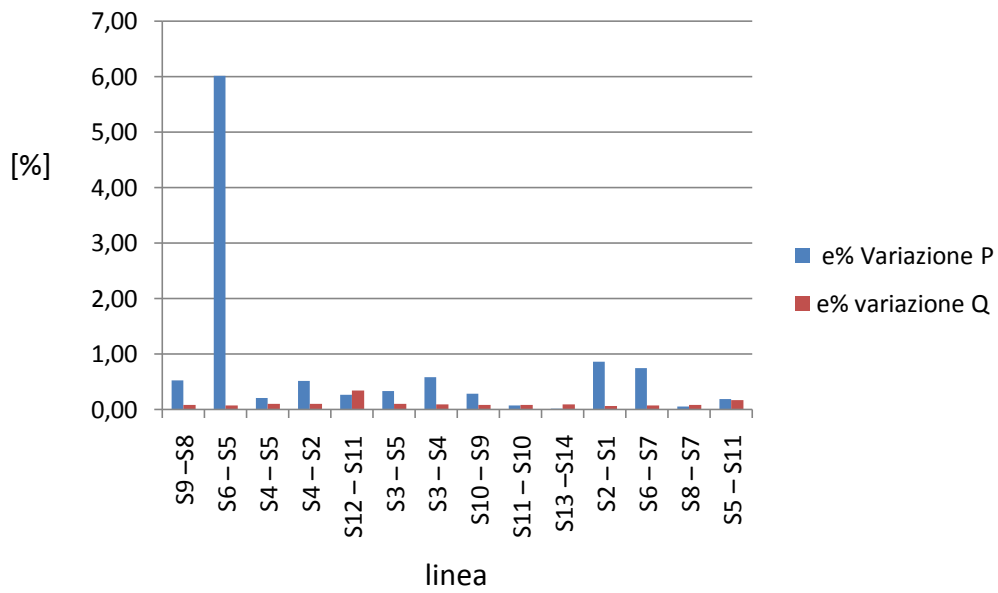
Tab. 5.13 – Correnti in ingresso alle linee

Corrente di linea modello classico- multiconduttore			Corrente di linea modello multiconduttore- monofase equivalente		
LINEA	Modulo	Fase	LINEA	Modulo	Fase
<b>S9 – S8</b>	26,857	168,212	<b>S9 – S8</b>	43,845	167,408
	24,400	48,373		43,845	167,408
	24,264	-75,048			
	26,131	168,077			
	24,615	47,314			
	25,695	-72,508			
	1,349	47,704			
<b>S6 – S5</b>	42,211	103,507	<b>S6 – S5</b>	76,401	97,681
	44,999	-23,051		67,586	83,223
	44,718	-147,149			
	37,745	89,999			
	38,669	-39,697			
	41,718	-159,803			
	6,408	-0,753			
<b>S4 – S5</b>	124,647	167,891	<b>S4 – S5</b>	216,122	167,752
	125,455	49,389		216,122	167,752
	123,704	-75,134			
	125,364	170,088			
	126,203	45,915			
	123,315	-72,106			
	4,651	60,384			
<b>S4 – S2</b>	136,758	1,977	<b>S4 – S2</b>	234,581	-0,129
	137,252	-120,447		213,908	3,687
	131,931	117,643			
	126,883	6,871			
	125,396	-118,278			
	119,068	122,403			
	7,456	-138,193			
<b>S12 – S11</b>	552,221	13,112	<b>S12 – S11</b>	966,131	12,201
	558,582	-107,431		1043,346	9,132
	562,673	130,849			
	588,721	10,383			
	604,378	-111,120			
	614,399	128,339			

	26,687	-69,421			
<b>S3 – S5</b>	152,886	178,535	<b>S3 – S5</b>	266,590	178,433
	154,690	59,699		266,590	178,433
	153,917	-63,707			
	153,628	-179,042			
	155,620	55,993			
	153,732	-60,747			
	6,692	86,439			
<b>S3 – S4</b>	116,231	7,280	<b>S3 – S4</b>	202,049	6,904
	117,509	-112,144		202,049	6,904
	116,532	124,837			
	116,658	9,989			
	117,707	-115,711			
	116,237	127,299			
	5,354	-89,565			
<b>S10 – S9</b>	76,302	18,125	<b>S10 – S9</b>	132,876	18,071
	77,572	-99,643		122,391	22,620
	76,187	134,929			
	71,150	25,798			
	70,544	-99,303			
	70,789	142,297			
	3,712	-126,656			
<b>S11 – S10</b>	150,596	18,435	<b>S11 – S10</b>	265,012	18,517
	152,929	-99,994		255,442	20,435
	156,757	136,662			
	143,839	22,828			
	148,778	-100,422			
	148,966	139,660			
	6,958	-86,374			
<b>S13 – S14</b>	130,898	-20,364	<b>S13 – S14</b>	227,918	-20,366
	131,628	-140,399		227,918	-20,366
	132,344	99,677			
	130,777	-20,364			
	131,587	-140,405			
	132,257	99,643			
	2,237	-106,103			
<b>S2 – S1</b>	155,486	144,294	<b>S2 – S1</b>	271,069	148,531
	153,114	31,103		271,069	148,531
	160,709	-90,757			
	156,336	147,069			
	153,761	27,189			
	160,163	-87,503			
	3,503	154,894			
<b>S6 – S7</b>	93,705	175,473	<b>S6 – S7</b>	168,645	177,130

	97,795	57,674		132,394	-176,214
	100,835	-62,306			
	71,877	-176,684			
	78,304	63,209			
	79,017	-54,681			
	3,473	168,160			
<b>S8 – S7</b>	211,932	166,386	<b>S8 – S7</b>	368,208	166,366
	211,758	46,433		368,208	166,366
	214,089	-73,740			
	210,729	166,386			
	211,838	46,302			
	215,146	-73,525			
	4,762	89,646			
<b>S5 – S11</b>	400,524	-176,810	<b>S5 – S11</b>	696,307	-178,021
	403,319	61,970		637,969	-175,413
	400,315	-59,238			
	362,624	-174,386			
	368,728	64,493			
	375,826	-56,289			
	13,466	85,459			

Il grafico in Fig. 5.16 riporta l'errore relativo percentuale sulla valutazione della variazione di potenza attiva e reattiva sulle linee. Si può osservare che l'errore rimane molto basso per tutte le linee a eccezione della linea che collega le sottostazioni S5 e S6. Questo si può spiegare osservando che il carico in S6 non è disposto simmetricamente ai due nodi della sottostazione (9 e 10). Questa situazione è lontana dal parallelo elettrico assunto per definire la matrice alle ammettenze della doppia terna nel monofase equivalente. Nonostante questa approssimazione, l'errore commesso è dell'ordine delle decine di W, rispetto a una dissipazione di potenza dell'ordine dei kW, accettabile nell'ambito di un'approssimazione monofase equivalente.



*Fig. 5.16 – Errore relativo percentuale sulla stima della variazione di potenza attiva e reattiva nei due modelli.*



## 5.2 Confronto tra i risultati ottenuti simulando la rete mediante il modello multiconduttore-monofase equivalente, in cui un tratto viene mantenuto nella configurazione classico-multiconduttore, e i risultati ottenuti dalla simulazione solo classico-multiconduttore.

Si è considerata la stessa rete del caso precedente, mantenendo una configurazione multiconduttore a due terne in parallelo per la linea dalla sottostazione S5 alla sottostazione S11.

Al fine di attuare la trasformazione a classico-multiconduttore, sono stati aggiunti 4 nodi, per inserire altrettanti trasformatori multifunzione. Si veda la Fig.5.17 per maggior chiarezza.

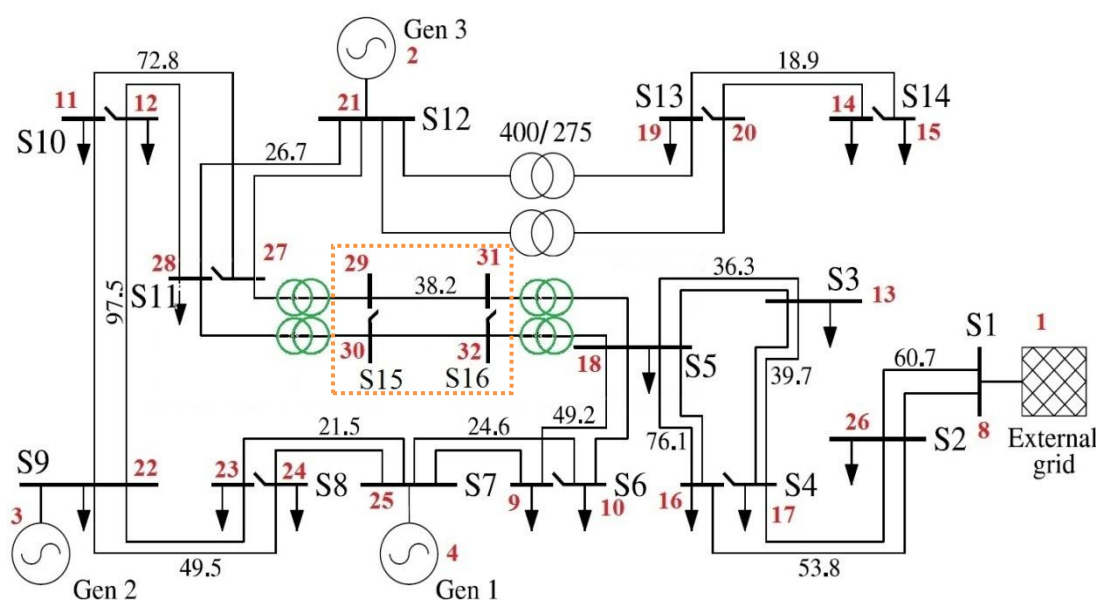


Fig. 5.17 – Schema della porzione di rete inglese considerata nel caso studio.

La porzione di rete racchiusa nel rettangolo tratteggiato è il tratto considerato con il metodo classico-multiconduttore. I trasformatori segnati in verde sono i trasformatori multifunzione usati per la conversione da multiconduttore-monofase equivalente a classico-multiconduttore. Per questi trasformatori la matrice di incidenza è quella per

il passaggio da un sistema trifase a un sistema monofase equivalente, vista nel paragrafo 2.1.3. Per quanto riguarda le specifiche del trasformatore, seguendo le indicazioni al paragrafo 2.1, si è posto:

*Tab. 5.14 (2.2) – Valori che descrivono il trasformatore.*

<b>Sn[kVA]</b>	<b>vcc [%]</b>	<b>pcc [%]</b>	<b>p0 [%]</b>	<b>i0 [%]</b>
1e10	1e-3	0	0	1e-7

Nonostante l'aggiunta di un nodo e l'aumento delle dimensioni della matrice alle ammettenze totale della rete, il ciclo iterativo multiconduttore-monofase equivalente è giunto a convergenza ancora in 7 iterazioni. Rispetto al caso precedente, le tensioni ai nodi non sono variate.

È interessante considerare all'interno della rete monofase equivalente uno "zoom" sulla linea mantenuta in doppia terna. Per questo tratto di rete si riportano in Tab.5.15 le tensioni ai conduttori e in Tab.5.16 le correnti in ingresso alla linea (ingresso posto convenzionalmente alla sottostazione S15), confrontandone i valori con i quelli precedentemente ottenuti il metodo classico-multiconduttore.

Tab. 5.15 – Tensioni alle porte dei nodi espressi alle fasi in entrambi i modelli.

Tensione modello classico-multiconduttore				Tensione modello multiconduttore-monofase equivalente			
sottostazione	nodo	Modulo	Fase	sottostazione	nodo	Modulo	Fase
S5	18	0,997	1	S16	31	0,998	1
	18	0,997	-119		31	0,998	-119
	18	0,999	121		31	0,998	121
S11	27	0,999	2	S15	32	0,998	1
					32	0,998	-119
					32	0,998	121
	29	0,998	2				
	27	0,998	-118		29	0,998	-118
	27	0,998	122		29	0,998	122
S11	28	0,997	2	S15	30	0,997	2
	28	0,997	-118		30	0,997	-118
	28	0,998	122		30	0,997	122

Tab. 5.16 – Corrente entrante alla linea considerata alle fasi in entrambi i modelli.

Corrente di linea modello classico-multiconduttore			Corrente di linea modello multiconduttore-monofase equivalente		
sottostazione	Modulo	Fase	sottostazione	Modulo	Fase
S5 – S11	400,524	-177	S16 – S15	402,065	-175
	403,319	62		408,712	62
	400,315	-59		394,945	-61
	362,624	-174		362,732	-173
	368,728	64		373,295	65
	375,826	-56		371,519	-58
	13,466	85		23,365	48

La trasformazione è stata applicata per mezzo di un trasformatore quasi ideale, ci si aspetta che le tensioni alle porte della sottostazione S5 e S11 coincidano rispettivamente con quelle alle porte di S15 e S16. Infatti si osserva che il modulo

della tensione ai nodi monofase equivalenti si avvicina al valore medio delle tensioni ai rispettivi nodi espressi alle fasi. Non è possibile che i moduli delle tre tensioni trasformate coincidano in modulo con quelle reali, poiché la trasformazione dal modello monofase equivalente al modello classico multiconduttore avviene a partire dalla sola informazione sulla sequenza diretta. Si noti che le fasi delle tensioni sono, invece, esattamente quelle che si hanno nel sistema multiconduttore di partenza.

Per le correnti è possibile fare un ragionamento analogo, osservando che il sistema multiconduttore trasformato da monofase equivalente riesce a rappresentare gli squilibri sulla corrente, in quanto utilizza il modello alle fasi per quel tratto. I moduli delle correnti non coincidono esattamente nei due casi, dato che le tensioni applicate ai nodi non sono esattamente le stesse. Si può comunque affermare che vi è una buona approssimazione del sistema alle fasi.

# Conclusioni.

Si può affermare che entrambi gli obiettivi di questo lavoro di tesi sono stati raggiunti. Il trasformatore proposto, infatti, è in grado di modificare il numero di conduttori nei tratti di rete in cui sia richiesto, senza modificare il flusso di potenza. Agendo sulla matrice di incidenza  $C$  del trasformatore, è possibile realizzare qualsiasi variazione del numero di conduttori imposta dal caso in esame, anche non direttamente considerata in questo lavoro di tesi. Il grande vantaggio del modello realizzato è proprio la sua semplicità.

Per quanto riguarda la descrizione della rete mediante il modello monofase equivalente, si evince che l'approssimazione fatta, come atteso, è accettabile in caso di rete simmetrica ed equilibrata.

Nell'esempio considerato in 4.4.1 si osserva che, se l'ipotesi di simmetria ed equilibrio viene a mancare, l'errore commesso diventa apprezzabile (per quanto ancora modesto nell'esempio considerato). L'errore di approssimazione, in questo caso, è più probabilmente da attribuire al modello usato per descrivere la linea in doppia terna, che prevede sia verificato anche il parallelo elettrico.

Alla luce dei risultati ottenuti nella simulazione sulla porzione di rete inglese, si può pensare come sviluppo futuro di questo lavoro uno studio sull'applicabilità del modello multiconduttore monofase equivalente a una porzione di una rete di vaste dimensioni. In particolare, può risultare interessante valutare in dettaglio la porzione del sistema elettrico interessata da determinate condizioni di squilibrio (carico fortemente squilibrato o guasto non simmetrico). Eseguendo un'analisi parametrica sull'entità dello squilibrio (e.g. analisi di sensitività), si potrebbe determinare a che distanza e in quali condizioni di squilibrio è lecito rappresentare una porzione del sistema come simmetrico ed equilibrato.

## Bibliografia

- [1] R. Benato, A. Paolucci, and R. Turri, "Power flow solution by a complex admittance matrix method", *European Transactions On Electrical Power*, vol. 11, no. 3, pp. 181-188, 2001.
- [2] K. Sunderland, M. Coppo, M. Conlon, and R. Turri, "A correction current injection method for power flow analysis of unbalanced multiple-grounded 4-wire distribution networks", *Electric Power Systems Research*, vol. 132, pp. 30-38, 2016.
- [3] M. Albano, R. Turri, S. Dessanti, A. Haddad, H. Griffiths and B. Howat, "Computation of the Electromagnetic Coupling of Parallel Untransposed Power Lines," in *Universities Power Engineering Conference*, 2006. UPEC '06. Proceedings of the 41st International, 2006, pp. 303–307.
- [4] M. Coppo, F. Bignucolo and R. Turri, "Generalised transformer modelling for power flow calculation in multi-phase unbalanced networks," in *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 11, no. 15, pp. 3843-3852, 10 19 2017.
- [5] K. Balamurugan and D. Srinivasan, "Review of power flow studies on distribution network with distributed generation," in *Power Electronics and Drive Systems (PEDS)*, 2011 IEEE Ninth International Conference on, 2011, pp.411–417.
- [6] Davide Lauria, Giovanni Mazzanti and Stefano Quaia, "Special transformers for four-phase power transmission: a general framework", *IET Gener. Transm. Distrib.*, 2016, Vol. 10, Iss. 2, pp. 281–290.

- [7] G. Mazzanti, and S. Quaia, “Can Four-Phase Transmission Lines be considered as a Practical Alternative to traditional Three-Phase Lines in the European electricity market?”, PowerTech 2007, pp. 1498-1503.
  
- [8] G. Martinelli, A. Morini, “Teoria unificata delle macchine elettriche rotanti”, SGEEditoriali Padova, Cap. 3.

# Appendice

## A.1 Funzione per il calcolo della matrice delle impedenze longitudinali e delle ammettenze trasversali nel caso di linea in singola terna.

```
function [Zl_1, Yt_1] = monophaseline (Zl, Yt)

global alpha

% MATRICI DELLE IMPEDENZE LONGITUDINALI E DELLE AMMETTENZE
% TRASVERSALI DELLA TERNA EQUIVALENTE AL PARALLELO DELLE DUE TERNE.
Yt_terna_equivalente=B'*Yt*B;
Zl_terna_equivalente=inv(Yl_terna_equivalente);

% RIDUZIONE DELLE MATRICI ALLE IMPEDENZE PER OTTENERE LA MATRICE 3x3
% DEL
% SISTEMA DI PARTENZA
Zl_3x3=Zl_terna_equivalente(1:3,1:3);

Zt_terna_equivalente=inv(Yt_terna_equivalente);
Yt_3x3=inv(Zt_terna_equivalente(1:3,1:3));

% MATRICE DI TRASFORMAZIONE ORTOGONALE
T=(1/sqrt(3))*[1      1      1;
               alpha^2 alpha  1;
               alpha  alpha^2 1];

% MATRICI DELLE IMPEDENZE LONGITUDINALI E DELLE AMMETTENZE
% TRASVERSALI DEL SISTEMA TRASFORMATO
Zl_sequenze=T'*Zl_3x3*T;
Yt_sequenze=T'*Yt_3x3*T;

% IMPEDENZA LONGITUDINALE E AMMETTENZA TRASVERSALE DEL SISTEMA
% TRASFORMATO
Zl_1=Zl_sequenze(1,1);
Yt_1=Yt_sequenze(1,1);
```



end

## A.2 Funzione per il calcolo della matrice delle impedenze longitudinali e delle ammettenze trasversali nel caso di linea in doppia terna.

```
function [Zl_1, Yt_1] = monophaseline (Zl, Yt)

global alpha

B=[ 1  0  0  0;
    0  1  0  0;
    0  0  1  0;
    1  0  0  0;
    0  1  0  0;
    0  0  1  0;
    0  0  0  1];

Yl=inv(Zl);
Yl_terna_equivalente=B'*Yl*B;

% MATRICI DELLE IMPEDENZE LONGITUDINALI E DELLE AMMETTENZE
% TRASVERSALI DELLA TERNA EQUIVALENTE AL PARALLELO DELLE DUE TERNE.
Yt_terna_equivalente=B'*Yt*B;
Zl_terna_equivalente=inv(Yl_terna_equivalente);

% RIDUZIONE DELLE MATRICI ALLE IMPEDENZE PER OTTENERE LA MATRICE 3x3
% DEL
% SISTEMA DI PARTENZA
Zl_3x3=Zl_terna_equivalente(1:3,1:3);

Zt_terna_equivalente=inv(Yt_terna_equivalente);
Yt_3x3=inv(Zt_terna_equivalente(1:3,1:3));

% MATRICE DI TRASFORMAZIONE ORTOGONALE
T=(1/sqrt(3))*[1  1  1;
               alpha^2  alpha  1;
               alpha  alpha^2  1];

% MATRICI DELLE IMPEDENZE LONGITUDINALI E DELLE AMMETTENZE
% TRASVERSALI DEL SISTEMA TRASFORMATO
Zl_sequenze=T'*Zl_3x3*T;
Yt_sequenze=T'*Yt_3x3*T;

% IMPEDENZA LONGITUDINALE E AMMETTENZA TRASVERSALE DEL SISTEMA
% TRASFORMATO
Zl_1=Zl_sequenze(1,1);
```

```

Yt_1=Yt_sequenze(1,1);
end

```

Si osservi che in entrambi i procedimenti si sono considerate le sole righe e colonne riferite ai conduttori di fase, mentre righe e colonne riferite agli altri conduttori sono state cancellate:

```

Zl_3x3=Zl_terna_equivalente(1:3,1:3);
Yt_3x3=inv(Zt_terna_equivalente(1:3,1:3));

```

Si noti, tuttavia, che la cancellazione è stata sempre fatta sulla matrice delle impedenze (longitudinali e trasversali), così da non perdere completamente l'informazione sui mutui accoppiamenti capacitivi tra le fasi, tra le fasi e la fune di guardia e tra le fasi e il terreno.

### **A.1 Funzione per il calcolo della matrice delle impedenze longitudinali e delle ammettenze trasversali nel caso di linea in singola terna.**

La variabile *m* coincide con la variabile *Transformation*, che viene inizializzata nel file dati (vedi Tab.3.1, già considerata nell'esempio in 3.1). Essa serve al programma per stabilire quale tensione di partenza deve essere attribuita a ciascun nodo prima dell'inizio del ciclo iterativo.

*Tab. 3.1 – Inizializzazione dei nodi della rete.*

<i>Bus_N</i>	<i>Vbase</i> [V]	<i>Earth_R</i> [ohm]	<i>N_cond</i>	<i>Transformation</i>
1	220000	1,00E-10	4	0
2	220000	5,00E+00	4	0
3	220000	5,00E+00	7	7
4	220000	5,00E+00	7	7
5	220000	5,00E+00	7	7
6	220000	5,00E+00	4	0

7 220000 5,00E+00 4 0

Per modificare il sistema, l'utente deve, quindi riportare nel file dati non solo il numero di porte ai singoli nodi del trasformatore, ma anche quale tipo di trasformazione intende fare. Infatti, se si considera il caso di voler sdoppiare una sola fase, indicare il numero di conduttori non può essere sufficiente a stabilire quale sia la fase che si desidera trasformare.

```
function E= voltage(Volt,E_set,m)
% Calcola la tensione iniziale per il ciclo iterativo

global alpha
E=zeros (sum(m,1),1);

for iv=1:size(Volt,1)
switch sprintf('%s',num2str(Volt(iv)))

case '1'% MONOFASE EQUIVALENTE
E (sum(m(1:iv))-m(iv)+(1:m(iv)),1)=E_set;

    case '7'% DOPPIA TERNA
        E (sum(m(1:iv))-m(iv)+(1:m(iv)),1)=...
            E_set*[1;alpha^2;alpha;1;alpha^2;alpha;1e-10];

    case '6' % SECONDA FASE SDOPPIATA
        E (sum(m(1:iv))-m(iv)+(1:m(iv)),1)=...
            E_set*[1;alpha^2;alpha^2;alpha; 1e-10];

case '4'

        E (sum(m(1:iv))-m(iv)+(1:m(iv)),1)=...
            E_set*[1;-1i;-1;1i;1e-10];

otherwise
        E (sum(m(1:iv))-m(iv)+(1:m(iv)),1)=...
            E_set*[1;alpha^2;alpha;1e-10];

end
end
```