

**ALMA MATER STUDIORUM – UNIVERSITÀ DI BOLOGNA**

---

**SCUOLA DI INGEGNERIA E ARCHITETTURA**

DIPARTIMENTO DI  
INGEGNERIA DELL'ENERGIA ELETTRICA E DELL'INFORMAZIONE  
"Guglielmo Marconi"  
DEI

*CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA DELL'ENERGIA ELETTRICA*

**TESI DI LAUREA**

in  
SISTEMI ELETTRICI PER L'ENERGIA E SMART GRIDS M

**STIMA DELLO STATO NELLE RETI DI DISTRIBUZIONE**

CANDIDATO  
Riccardo Ciaroni

RELATORE  
Prof. Carlo Alberto Nucci

CORRELATORI  
Prof. Alberto Borghetti  
Prof. Fabio Napolitano

Anno Accademico 2017/2018

Sessione II



# Indice

CAPITOLO 1: Introduzione.....	1
CAPITOLO 2: La stima dello stato nelle reti di distribuzione.....	4
2.1 Generalità.....	4
2.2 L'avvento delle smart grids.....	5
2.3 Nuove funzionalità richiesta ai DMS.....	7
2.4 Problematiche legate alla specificità delle reti di distribuzione.....	10
2.5 Stato dell'arte.....	13
2.5.1 Modelli di rete e tipologie di dati.....	13
2.5.2 Tipologie di algoritmi.....	15
2.5.3 Identificazione di bad data.....	17
2.5.4 Localizzazione delle misure.....	17
2.5.5 Prospettive future.....	17
CAPITOLO 3: Stima dello stato con il metodo dei minimi quadrati pesati.....	19
3.1 Il metodo di stima dei minimi quadrati.....	19
3.2 La distribuzione gaussiana o normale degli errori di misura.....	23
3.3 Bad Data.....	26
3.4 Stima dello stato per sistemi non lineari.....	30
3.5 La struttura della matrice H per i sistemi elettrici.....	34
CAPITOLO 4: La stima dello stato con il software Matpower.....	39

4.1 Input data.....	40
4.2 Calcolo della matrice delle ammettenze Ybus.....	41
4.3 Calcolo della Matrice H.....	44
4.4 Osservabilità della rete.....	46
CAPITOLO 5: Descrizione del caso di studio AMAIE.....	48
5.1 Il progetto SMARTGEN.....	48
5.2 Descrizione della rete utilizzata.....	50
5.3 Descrizione dei dati di input alla stima dello stato.....	64
CAPITOLO 6: Descrizione del caso di studio della rete test IEEE.....	67
6.1 Descrizione della rete utilizzata.....	67
6.2 Descrizione dei dati di input alla stima dello stato.....	74
CAPITOLO 7: Risultati della stima dello stato per la rete AMAIE e per la rete IEEE..	75
7.1 Descrizione del primo scenario – rete AMAIE.....	75
7.1.1 Risultati finali dopo la stima dello stato per il primo scenario .....	80
7.2 Descrizione del secondo scenario – rete AMAIE.....	85
7.2.1 Risultati finali dopo la stima dello stato per il secondo scenario .....	88
7.3 Descrizione del primo scenario – rete IEEE.....	93
7.3.1 Risultati finali dopo la stima dello stato per il primo scenario .....	97
7.4 Descrizione del secondo scenario – rete IEEE.....	102
7.4.1 Risultati finali dopo la stima dello stato per il secondo scenario .....	104
CAPITOLO 8: Conclusioni.....	109

Riferimenti..... 111

## INDICE DELLE FIGURE E DELLE TABELLE

Figura 1: Circuito elettrico [3].....	19
Figura 2: Distribuzione di probabilità gaussiana [3] .....	23
Figura 3: Valori tabulati della distribuzione di probabilità gaussiana standard [3].....	25
Figura 4: Distribuzione di probabilità chi-quadro [3].....	27
Figura 5: Valori tabulati della distribuzione di probabilità chi-quadro [3].....	28
Figura 6: Schema a blocchi del metodo di stima dei minimi quadrati pesati [36] .....	33
Figura 7: Rete completa AMAIE.....	51
Figura 8: Configurazione considerata.....	52
Figura 9: Moduli delle tensioni disponibili prima del loadflow rete AMAIE.....	60
Figura 10: Moduli delle tensioni dopo il loadflow rete AMAIE .....	62
Figura 11: Potenze attive nodali dopo il loadflow rete AMAIE .....	63
Figura 12: Potenze reattive nodali dopo il loadflow rete AMAIE.....	63
Figura 13: Rete test IEEE a 13 nodi originale [32].....	67
Figura 14: Rete test IEEE utilizzata.....	69
Figura 15: Moduli delle tensioni disponibili prima del loadflow rete test IEEE.....	71
Figura 16: Moduli delle tensioni dopo il loadflow rete test IEEE.....	72
Figura 17: Potenze attive nodali dopo il loadflow rete test IEEE .....	73
Figura 18: Potenze reattive nodali dopo il loadflow rete test IEEE.....	73
Figura 19: Grafico di $V_a$ prima della stima dello stato nel caso 1 .....	77

Figura 20: Grafico di $V_m$ prima della stima dello stato nel caso 1 .....	77
Figura 21: Grafico di $V_a$ dopo la stima dello stato nel caso 1 .....	78
Figura 22: Grafico di $V_m$ dopo la stima dello stato nel caso 1 .....	78
Figura 23: Grafico degli errori stimati di $V_a$ nel caso 1 .....	79
Figura 24: Grafico degli errori stimati di $V_m$ nel caso 1 .....	79
Figura 25: Grafico degli errori stimati di PF nel caso 1.....	80
Figura 26: Grafico degli errori stimati di QF nel caso 1 .....	80
Figura 27: Grafico degli errori stimati di PT nel caso 1 .....	81
Figura 28: Grafico degli errori stimati di QT nel caso 1.....	81
Figura 29: Grafico degli errori stimati di PC nel caso 1 .....	82
Figura 30: Grafico degli errori stimati di QC nel caso 1.....	82
Figura 31: Potenze attive stimate dopo la stima dello stato .....	83
Figura 32: Potenze reattive stimate dopo la stima dello stato .....	84
Figura 33: Confronto delle misure della fase della tensione per il caso 1 .....	84
Figura 34: Confronto delle misure del modulo della tensione per il caso 1.....	85
Figura 35: Grafico di $V_a$ dopo la stima dello stato nel caso 2 .....	87
Figura 36: Grafico di $V_m$ dopo la stima dello stato nel caso 2 .....	87
Figura 37: Grafico degli errori stimati di $V_a$ per il caso 2 .....	88
Figura 38: Grafico degli errori stimati di $V_m$ per il caso 2.....	88
Figura 39: Grafico degli errori stimati di PF nel caso 2.....	89
Figura 40: Grafico degli errori stimati di QF nel caso 2.....	89

Figura 41: Grafico degli errori stimati di PT nel caso 2 .....	90
Figura 42: Grafico degli errori stimati di QT nel caso 2.....	90
Figura 43: Grafico degli errori stimati di PC per il caso 2.....	91
Figura 44: Grafico degli errori stimati di QC per il caso 2 .....	91
Figura 45: Confronto delle misure della fase della tensione per il caso 2 .....	92
Figura 46: Confronto delle misure del modulo della tensione per il caso 2.....	92
Figura 47: Grafico di $V_a$ prima della stima dello stato nel caso 1 .....	94
Figura 48: Grafico di $V_m$ prima della stima dello stato nel caso 1 .....	94
Figura 49: Grafico di $V_a$ dopo la stima dello stato nel caso 1 .....	95
Figura 50: Grafico di $V_m$ dopo la stima dello stato nel caso 1 .....	95
Figura 51: Grafico degli errori stimati di $V_a$ nel caso 1 .....	96
Figura 52: Grafico degli errori stimati di $V_m$ nel caso 1 .....	96
Figura 53: Grafico degli errori stimati di PF nel caso 1.....	97
Figura 54: Grafico degli errori stimati di QF nel caso 1 .....	98
Figura 55: Grafico degli errori stimati di PT nel caso 1 .....	98
Figura 56: Grafico degli errori stimati di QT nel caso 1.....	99
Figura 57: Grafico degli errori stimati di PC nel caso 1 .....	100
Figura 58: Grafico degli errori stimati di QC nel caso 1.....	100
Figura 59: Confronto delle misure della fase della tensione per il caso 1 .....	101
Figura 60: Confronto delle misure del modulo della tensione per il caso 1.....	101
Figura 61: Grafico di $V_a$ dopo la stima dello stato nel caso 2 .....	103

Figura 62: Grafico di $V_m$ dopo la stima dello stato nel caso 2 .....	103
Figura 63: Grafico degli errori stimati di $V_a$ per il caso 2 .....	103
Figura 64: Grafico degli errori stimati di $V_m$ per il caso 2.....	104
Figura 65: Grafico degli errori stimati di PF nel caso 2.....	105
Figura 66: Grafico degli errori stimati di QF nel caso 2 .....	105
Figura 67: Grafico degli errori stimati di PT nel caso 2 .....	106
Figura 68: Grafico degli errori stimati di QT nel caso 2.....	106
Figura 69: Grafico degli errori stimati di PC per il caso 2 .....	107
Figura 70: Grafico degli errori stimati di QC per il caso 2 .....	107
Figura 71: Confronto delle misure della fase della tensione per il caso 2 .....	108
Figura 72: Confronto delle misure del modulo della tensione per il caso 2.....	108
Tabella 1: matrice dei nodi AMAIE .....	54
Tabella 2: matrice dei generatori e dei carichi AMAIE.....	57
Tabella 3: matrice delle linee e dei trasformatori AMAIE.....	57
Tabella 4: tensioni nodali medie AMAIE .....	61
Tabella 5: matrice dei nodi rete test IEEE.....	69
Tabella 6: matrice dei generatori e dei carichi rete test IEEE .....	70
Tabella 7: matrice delle linee e dei traifi rete test IEEE .....	70
Tabella 8: tensioni nodali medie rete test IEEE .....	72
Tabella 9: tensioni nodali dopo la stima dello stato nel caso 1 AMAIE.....	76
Tabella 10: tensioni nodali dopo la stima dello stato nel caso 2 AMAIE.....	86

Tabella 11: tensioni nodali dopo la stima dello stato nel caso 1 IEEE ..... 93

Tabella 12: tensioni nodali dopo la stima dello stato nel caso 2 IEEE ..... 102

## **CAPITOLO 1: Introduzione**

La stima dello stato di un sistema elettrico rappresenta un processo di stima di un gruppo di variabili di stato, in un preciso istante di tempo, che lo descrivano in modo univoco partendo da un certo numero di misure di grandezze ad esse correlate. Per valutare nel miglior modo possibile la sicurezza di un sistema elettrico e le sue azioni regolatrici è necessario eseguire una stima dello stato la più accurata possibile.

Conoscere lo stato di un sistema è fondamentale per la valutazione dei vincoli di esercizio e per consentire l'implementazione di strategie di controllo specifiche.

Tipicamente le misure in ingresso sono le tensioni nodali, le potenze attive e reattive prelevate ed iniettate ai nodi, le potenze attive e reattive di transito lungo le linee. Nel caso in cui una sola di queste misure non sia disponibile, la soluzione della stima dello stato non può essere determinata.

L'esecuzione dei calcoli di stima dello stato su reti di trasmissione non pone particolari problemi in quanto la grande disponibilità di misure rispetto al numero di variabili di stato presenti permette di ottenere stime molto affidabili, cosa che invece non si può dire per le reti di distribuzione, le quali sono tipicamente progettate per operare in modo passivo con flussi di potenza unidirezionali e quindi caratterizzate da minori necessità di supervisione e controllo. Pertanto i sistemi di media e bassa tensione non presentano sistemi di misura distribuiti lungo le reti.

Negli ultimi anni, grazie alla continua crescita della generazione distribuita (in particolare da fonti di energia rinnovabili), dei veicoli elettrici, delle loro esigenze di ricarica e della progressiva trasformazione di utenti passivi in attivi del sistema, le reti di distribuzione hanno aumentato la loro necessità di supervisione e controllo sia per migliorare l'efficienza e l'affidabilità che per poter aumentare l'utilizzo dell'infrastruttura nel rispetto dei limiti tecnici, senza dover necessariamente ricorrere a opere di adeguamento della rete.

Proprio per i motivi appena descritti, assume notevole importanza disporre di misure di stima dello stato pure per reti di distribuzione le quali presentano però il problema della scarsa disponibilità di misure gestibili in tempo reale.

Un obiettivo principale di questa tesi è lo sviluppo di algoritmi per la stima dello stato in reti di distribuzione di media tensione. La procedura di stima dello stato che verrà adottata è quella dei minimi quadrati pesati che sfrutta le tensioni nodali come variabili di stato. E' stato inoltre affrontato anche il problema del riconoscimento delle misure non accettabili (bad datas) e della loro conseguente esclusione dall'algoritmo. Il sistema viene assunto, per semplicità, simmetrico ed equilibrato e la rete bilanciata.

Gli algoritmi sviluppati in questa tesi sono stati testati su due reti.

La prima rete di test è una porzione della rete di distribuzione a 15 kV di AMAIE S.p.A, del comune di Sanremo. Di questa rete sono disponibili tutti i dati topologici e di carico grazie ad un progetto quinquennale a cui hanno partecipato diversi enti italiani e ricercatori del gruppo di Sistemi Elettrici dell'Università di Bologna (progetto Smartgen [1]). La rete AMAIE può essere considerata rappresentativa di una tipica rete urbana italiana e cioè caratterizzata da variazioni di tensione limitate lungo le dorsali.

La seconda rete di test è una rete della IEEE caratterizzata, rispetto ad AMAIE, da una potenza di cortocircuito minore, una minore tensione nominale, minor numero di nodi e un minore numero di carichi connessi.

La tesi è strutturata nel seguente modo:

- Il capitolo 2 introduce i motivi e le problematiche per cui la stima dello stato nelle reti di distribuzione è un argomento di interesse attuale, con un breve accenno all'analisi dello stato dell'arte.
- Il capitolo 3 illustra la formulazione del problema di stima dello stato e la sua soluzione adottando il metodo dei minimi quadrati pesati, sfruttando come variabili di stato le tensioni nodali.
- Il capitolo 4 descrive il software utilizzato per l'implementazione e lo studio delle reti test ovvero Matpower [2], con una descrizione del formato dei dati di input, alcune specifiche sugli algoritmi che vengono utilizzati ed alcune considerazioni sul problema dell'osservabilità della rete.
- I capitoli 5 e 6 descrivono i casi di studio AMAIE e IEEE e le ipotesi che vengono imposte per svolgere le simulazioni.
- Il capitolo 7 descrive i risultati ottenuti dopo aver effettuato i calcoli di stima dello stato nelle due reti.

- Il capitolo 8 fornisce le conclusioni.

## CAPITOLO 2: La stima dello stato nelle reti di distribuzione

### 2.1 Generalità

In passato il monitoraggio delle reti elettriche effettuato in modo locale era sufficiente a garantire una corretta regolazione delle frequenza e della tensione e a fornire i dati essenziali per la determinazione del dispacciamento economico della generazione [3].

Con l'aumentare della complessità e delle dimensioni dei sistemi, in particolare con lo sviluppo di fonti di energia rinnovabili e della generazione distribuita, i gestori hanno iniziato ad installare sistemi di acquisizione dati e controllo centralizzati (SCADA) soprattutto per evitare guasti nel sistema e blackout di alimentazione.

Questi sistemi SCADA si basano sulla raccolta e trasmissione in tempo reale di dati da un'autorità centrale ad una serie di programmi che li elaborano per garantire un funzionamento della rete ottimale e mirato a realizzare obiettivi specifici quali la minimizzazione delle perdite di potenza attiva o l'ottimizzazione del profilo di tensione, oltre ad esercire la rete nel modo più sicuro possibile.

Prima però di poter eseguire una qualsiasi operazione con questi sistemi è necessario possedere una stima affidabile dello stato presente della rete, cioè è essenziale conoscere le tensioni nodali (solitamente prese come variabili di stato).

I dati vengono raccolti in diversi punti del sistema elettrico mediante RTUs (Remote Terminal Units) che riportano informazioni di *status* degli apparecchi e *misure* di grandezze elettriche. Le informazioni di status sono utilizzate per descrivere la tipologia di rete e quindi per costruire la matrice delle ammettenze  $Y$  da usare poi nei calcoli mentre le misure riportate in tempo reale vengono utilizzate per determinare lo stato della rete.

I calcoli di loadflow convenzionali non possono essere utilizzati per determinare lo stato della rete poiché la presenza di un errore non trascurabile o l'indisponibilità di una sola delle misure può influire sull'intero calcolo, pertanto si utilizza una procedura chiamata stima dello stato capace di fornire una stima univoca delle variabili di stato del sistema a partire da misure ridondanti e non completamente coerenti. Questo metodo consente di minimizzare l'effetto degli inevitabili errori di misura presenti sui risultati ed il più utilizzato è la stima ai minimi quadrati pesati (Weighted Least Squares: WLS).

Un ulteriore vantaggio della stima dello stato è che consente di dare una valutazione sulla qualità dei risultati ottenuti prima del loro utilizzo per calcoli di ottimizzazione o valutazioni sulla sicurezza d'esercizio, consentendo anche l'eliminazione di misure ritenute inaccurate mediante test statistici.

Le tipologie di misure utilizzate prevalentemente per la stima dello stato sono misure di potenza ai nodi (P e Q iniettate ai nodi con carichi o generatori) , misure di potenza di transito nelle linee (P e Q iniettate agli estremi della linea), misure di tensione e di corrente (le cui misure tipicamente riguardano solo i loro moduli anche se negli ultimi anni si sta iniziando a tenere conto pure delle loro fasi grazie all'utilizzo di sincrofascori posti in vari punti della rete capaci di misurare le fasi in modo coordinato, noti come PMU).

La valutazione della stima dello stato nelle reti di trasmissione è, ai giorni d'oggi, una pratica standard per tutti i gestori ed è eseguita almeno ogni due minuti (insieme ad analisi sulla sicurezza di esercizio) per assicurarne il corretto funzionamento. Per le reti di distribuzione il discorso invece è diverso poiché storicamente queste venivano esercite in modo completamente passivo e solo negli ultimi anni è nato il bisogno di una gestione più flessibile e dinamica.

## **2.2 L'avvento delle smart grids**

Negli ultimi anni, le smart grids sono state certamente una delle tematiche più diffuse ed affrontate dai ricercatori dediti alla ricerca sui sistemi elettrici.

Una smart grid può essere definita come l'insieme di una rete d'informazione e di una rete di distribuzione elettrica, riuscendo a garantire una gestione intelligente ed efficiente della rete elettrica sotto molto aspetti [4].

In pratica le smart grids garantiscono una fornitura continua, di qualità ed economicamente efficiente di energia elettrica, oltre a favorire la connessione alla rete di nuove tipologie di utenza quali, ad esempio, la generazione distribuita, la generazione da fonti energetiche rinnovabili (anche se non dispacciabili) e nuove forme di consumo quali pompe di calore e auto elettriche. Non esiste tuttavia una definizione univoca di smart grid poiché la trasformazione dai sistemi elettrici tradizionali ai sistemi elettrici moderni sta avvenendo in maniera graduale, assumendo sfaccettature diverse nelle varie parti del mondo.

Si può facilmente intuire come il passaggio verso una rete sempre più “smart” risulti vantaggioso e necessario sia per il consumatore, sia per il produttore che per il distributore anche se lo stesso aggettivo “smart” è spesso fuorviante poiché l’esercizio dei sistemi elettrici moderni è un processo molto complesso che spesso richiede notevoli risorse di comunicazione e automazione.

Uno degli obiettivi principali delle reti moderne è sicuramente quello di incrementare l’energia a messa a disposizione da fonti rinnovabili (Renewable Energy Sources: RES), cercando di limitare il più possibile l’utilizzo dei combustibili fossili responsabili dei grossi cambiamenti climatici e dell’inquinamento atmosferico.

Il problema è che le fonti energetiche rinnovabili più promettenti quali l’eolico e il fotovoltaico (quest’ultimo è la fonte rinnovabile più prodotta mediante generazione distribuita) sono non dispacciabili perché il loro output elettrico segue la disponibilità della propria fonte energetica primaria (come sole e vento) che può essere anche molto aleatoria.

L’aleatorietà e la non dispacciabilità di tali generatori, pertanto, impedisce al distributore di attribuire loro compiti di regolazione della tensione.

La non dispacciabilità di tali forme di energia comporta la necessità di una maggior flessibilità della rete, che deve poter sopportare tali oscillazioni garantendo la fornitura di energia elettrica secondo gli standard qualitativi imposti. Un’altra caratteristica cardine di queste fonti energetiche è la loro natura distribuita e la bassa densità energetica che rende solitamente necessaria l’installazione di più dispositivi in modo distribuito e l’allacciamento alle reti di distribuzione.

Un altro obiettivo delle reti moderne è quello di riuscire ad integrare la generazione distribuita nelle reti di distribuzione, sia di tipo rinnovabile che fossile. La generazione distribuita è in continua crescita grazie al progressivo sviluppo di impianti di generazione di taglia medio-piccola economicamente convenienti, sia per considerazioni economiche che per il soddisfacimento di esigenze energetiche specifiche (ad esempio la necessità di cogenerazione termica ed elettrica in loco). Uno dei problemi che si può verificare nelle reti di distribuzione quando vi sono elevate percentuali di generazione distribuita è quello di avere flussi di potenza bidirezionali in reti generalmente progettate per un utilizzo monodirezionale (ed esercite quindi in modo radiale), rendendo indispensabili aggiornamenti del sistema di controllo e delle protezioni. Un’ampia percentuale di

generazione distribuita nelle reti di distribuzione può costituire un notevole vantaggio in presenza di un'adeguata infrastruttura di comunicazione e automazione, consentendo la fornitura di servizi di sistema in maniera distribuita e quindi nel modo più preciso e flessibile.

La presenza di generazione distribuita, e il conseguente scambio di potenza attiva e reattiva con la rete, provoca in generale una diminuzione della caduta di tensione arrivando ad avere, nel punto di connessione dei generatori, dei valori più elevati rispetto a quelli delle sbarre MT. Questa condizione si può verificare qualora la potenza prodotta sia superiore a quella del carico del feeder. La modifica dei profili di tensione può quindi essere particolarmente critica qualora la generazione distribuita connessa a un feeder sia di potenza consistente rispetto al carico del feeder stesso, condizione nella quale si possono avere sovratensioni permanenti in prossimità del punto di connessione del generatore. Al contrario, nel caso in cui il carico del feeder sia rilevante, la presenza di generazione distribuita può contribuire al miglioramento del profilo di tensione lungo la linea stessa, in particolare in assetti di rete di emergenza [38].

Altri obiettivi che le reti moderne auspicano di poter raggiungere sono legati all'integrazione in rete della mobilità elettrica, della climatizzazione degli ambienti, della generazione di acqua calda sanitaria con gli scaldacqua elettrici istantanei e di forni ad induzione domestici (tali obiettivi sono ancora poco influenti nelle reti italiane ma assumeranno sicuramente maggior rilevanza nei prossimi anni). Vi è quindi un trend che tende a spostare i consumi energetici tradizionalmente a combustibile verso l'elettrico, fenomeno che produce nuovi stress nelle reti di distribuzione che possono risultare sottodimensionate e che possono faticare a rientrare negli standard prescritti dalle norme di qualità della fornitura [5].

La transizione verso una rete di distribuzione più "smart" è quindi obbligata per garantire maggior flessibilità, affidabilità e qualità alla fornitura.

### **2.3 Nuove funzionalità richiesta ai DMS**

L'avvento delle smart grids nelle reti di distribuzione richiede lo sviluppo di DMS (Distribution Management System) evoluti, simili ai sistemi di gestione delle reti di trasmissione più un'adeguata infrastruttura di comunicazione.

I DMS di ultima generazione devono disporre di dispositivi automatici che consentano l'implementazione di strategie di controllo ottimizzate, capaci di adattare continuamente la rete alle ampie variazioni delle richieste di carico e di generazione da fonti rinnovabili.

La principale funzione innovativa di questi DMS utilizzati nel progetto Smartgen è la determinazione della configurazione radiale ottima oltre alle comuni funzioni di localizzazione dei guasti, di riconfigurazione in seguito ai guasti e di ottimizzazione del punto di lavoro [6].

La *determinazione della configurazione radiale ottima* è una funzione eseguibile in reti di MT controalimentate, capaci di cambiare la topologia della rete mediante sezionatori o azionamenti automatici di interruttori. Lo scopo è quello di livellare il profilo di tensione bilanciando i flussi di potenza, aumentare l'affidabilità della rete e di ridurre le perdite di trasmissione sia in seguito a variazioni dei carichi o della generazione che a seguito di contingenze di rete quali fuori servizio o manutenzione.

La *localizzazione dei guasti* nelle reti di distribuzione è piuttosto complicata poiché gli indicatori di guasto non sono direzionali, come invece accade nelle reti di trasmissione. Questo può essere un grosso problema per reti con elevate percentuali di generazione distribuita perché possono avere flussi di potenza bidirezionali. Un ulteriore problema riguarda la presenza di carichi a neutro compensato i quali possiedono correnti di cortocircuito molto limitate in caso di guasto a terra.

Esistono 3 modi per localizzare i guasti nelle reti di distribuzione moderne:

- I *relè distanziometrici* che basano il loro funzionamento su un confronto tra la misura dell'impedenza di rete "vista" dallo strumento di misura ed una serie di misure ottenute mediante simulazioni della rete per guasti in varie parti della stessa. La loro accuratezza risulta degradata quando sono presenti fattori esterni che influenzano negativamente la localizzazione [39]. Le principali cause di errore sono elencate qui di seguito:
  - 1) Errori dei trasformatori di misura: DC offset e saturazione dei trasformatori amperometrici (TA), oscillazione della misura dei trasformatori voltmetrici capacitivi (TVC);
  - 2) linee non trasposte;
  - 3) incertezza della resistività del terreno;

- 4) resistenza di guasto;
- 5) corrente di carico;
- 6) non omogeneità del sistema;
- 7) linee a tre o più terminali (presenza di derivazioni);
- 8) linee parallele (accoppiamento alla sequenza omopolare).

Una possibilità innovativa potrebbe essere quella di utilizzare dei localizzatori di guasto a onde viaggianti [39].

- La *misura della corrente di guasto*, basato sul confronto tra la corrente effettivamente misurata e quella ottenuta da simulazioni dei guasti in varie zone della rete, metodo molto sensibile ad errori di misura, alle incertezze degli apparecchi, alla variazione delle correnti di carico e all'impedenza di guasto;
- L'*analisi dei transitori di tensione e corrente*, basati sul calcolo dell'impedenza di linea durante il transitorio, metodo particolarmente accurato solo in presenza di basse impedenze di guasto.

L'*ottimizzazione del punto di lavoro* riguarda la gestione delle risorse controllabili di potenza attiva e reattiva presenti in rete. Generalmente sono implementate ottimizzazioni su due diversi orizzonti temporali:

- Una pianificazione giornaliera basata su criteri economici che genera un profilo di P e Q per le risorse che sono controllate a seconda delle previsioni di carico, ai prezzi di mercato dell'energia elettrica, ai prezzi di mercato delle utenze ausiliare ed in base alle previsioni di generazione da rinnovabile;
- Una pianificazione per il quarto d'ora successivo, avente l'obiettivo di raggiungere degli obiettivi di qualità del servizio e sicurezza di esercizio.

Esistono reti in cui è possibile gestire il funzionamento volontario in isola di carico, il quale richiede particolari requisiti nelle manovre di disconnessione e riconnessione alla rete prevalente.

Tutte le funzioni appena analizzate, per funzionare correttamente, richiedono una stima dello stato affidabile per il sistema, il quale rientra tra le funzioni fondamentali richieste ai DMS d'ultima generazione.

## 2.4 Problematiche legate alla specificità delle reti di distribuzione

La struttura di tali reti ha subito uno sviluppo legato a modelli radiali con automazione ridottissima o assente. Le protezioni che si trovano in rete sono costituite da interruttori in cabina primaria e altri dispositivi al di fuori della cabina, principalmente rispondenti a misure di corrente. Le modifiche in rete fino a qualche anno fa erano eventi piuttosto rari e attuati manualmente da opportune squadre di manutenzione.

Con il passare degli anni sono stati introdotti gli SCADA per le cabine primarie più grandi mentre quelle di taglia più piccola (<50 MVA) sono ancora operate in modo manuale [7]. Ultimamente, a causa della deregolamentazione del settore e con l'avvento di una più marcata competizione, le necessità per un maggior controllo e una riduzione dei tempi di interruzione si sono acuite portando alla progressiva automatizzazione delle dorsali e all'integrazione degli SCADA con moderni DMS. Ancora oggi le strategie di esercizio delle reti di distribuzione sono fortemente limitate dall'assenza di un completo monitoraggio e controllo in tempo reale, oltre al fatto che tale rete è più soggetta a cambiamenti nella topologia rispetto ad una rete di trasmissione. Infatti l'aggiunta o l'eliminazione di cavi, interruttori, sezionatori o anche di sottostazioni di distribuzione determinano incertezze molto maggiori nella conoscenza della topologia della rete.

Un altro fattore di incertezze nella conoscenza dei parametri degli elementi delle reti di distribuzione è il valore economico di questi rispetto a quelli delle reti di trasmissione. Non si ha quindi un reale controllo sulla precisione dei dati di targa e sulla loro evoluzione temporale.

La stima dello stato effettuata per reti di distribuzione è inoltre concettualmente differente da quella delle reti di trasmissione poiché quest'ultima dispone sempre delle potenze ai nodi di carico oltre che a molte misure di modulo della tensione, rendendo il calcolo più simile a quello di loadflow, benché con misure ridondanti. Nelle reti di distribuzione, invece, le cabine di carico (cabine secondarie) non sono equipaggiate con apparecchi di misura e questo comporta che il numero di misure in tempo reale disponibili è molto limitato, tipicamente inferiore al numero di variabili di stato. Non disponendo di un numero sufficiente di misure per risolvere il sistema, è necessario l'utilizzo di *pseudo-misure*, ovvero di stime di alcune grandezze che non sono state effettivamente misurate e che quindi possiedono delle incertezze molto elevate. Nonostante tali stime siano poco

accurate e l'affidabilità dei risultati bassa, l'utilizzo di queste pseudo-misure garantisce l'osservabilità del sistema e consente la risoluzione dei calcoli di stima dello stato.

Per decidere come studiare il problema di stima dello stato nelle reti di distribuzione è necessario considerare le caratteristiche specifiche della rete di interesse tenendo in considerazione la quantità e la collocazione delle misure disponibili in tempo reale.

Sono disponibili diverse tecniche che sono più o meno efficaci in base alle caratteristiche topologiche della rete come descritto in [8] e [9]. Per fare un esempio si considera il caso di una rete con un numero di misure in tempo reale disponibili molto limitato e che per la maggior parte sono di corrente. Considerando che in rete vi siano solo rami corti e con tensioni abbastanza regolate (prossime ad 1 pu, caso tipico delle reti di distribuzione urbane), si può facilmente intuire come abbia più senso utilizzare correnti come variabili di stato per il problema.

Supponendo inoltre la quasi totale assenza di dati storici sulle potenze di carico delle cabine secondarie, ne consegue come sia necessario l'utilizzo delle pseudo-misure per la risoluzione della stima dello stato anche se saranno dotate di imprecisioni molto elevate, poiché dovranno essere ricavate dai soli dati di targa dei traifi MT/BT e dalle potenze storiche misurate in cabina primaria (ammesso che siano disponibili).

Per questo esempio, piuttosto che effettuare una stima dello stato con il metodo dei minimi quadrati, potrebbe essere più consono utilizzare il metodo iterativo di adattamento del carico descritto in [8] e riassunto brevemente a punti:

- Si risolve un calcolo di loadflow a partire da misure disponibili e si completano i dati di ingresso con tutte le pseudo-misure necessarie.
- Si valutano le correnti circolanti nei rami e le si confrontano con i valori misurati.
- Si determina una grandezza  $\Delta$  che rappresenti una misura dello scostamento complessivo delle misure di corrente che sono disponibili.
- Si sfrutta  $\Delta$  per aggiornare le pseudo-misure (tipicamente potenze di carico ai nodi).
- Si esegue nuovamente il loadflow con le pseudo-misure aggiornate.

L'algoritmo si arresta quando il valore di  $\Delta$  scende al di sotto di una certa soglia oppure quando l'algoritmo raggiunge il numero massimo di iterazioni impostato.

In questo procedimento non vengono considerate le incertezze delle misure di corrente e le incertezze sui parametri della rete quindi il risultato che si otterrà sarà inevitabilmente molto impreciso.

Un'altra considerazione da fare riguarda dove sono locate le misure disponibili nella rete di distribuzione. E' evidente che installare misuratori in MT è molto più costoso che installare misuratori in BT, in modo particolare per le misure di corrente. La maggior parte delle reti di MT è realizzata in cavo ed è quindi impossibile effettuare misure di corrente se non con la realizzazione di un vero e proprio giunto. Un ulteriore fattore da considerare è rappresentato dal rischio associato all'installazione di dispositivi di misura sulla rete MT che può richiedere la messa fuori servizio dell'intero ramo per la manutenzione, l'installazione ed eventuali guasti.

Tutte queste considerazioni rendono i distributori restii all'installazione dei misuratori sulla rete di media tensione, quindi una soluzione piuttosto allettante potrebbe essere quella di effettuare le misure necessarie in BT, come sui secondari dei trasformatori delle cabine secondarie. Avere però a disposizione misure di BT può comportare dei problemi poiché le impedenze dei trasformatori sono sempre molto più grandi delle impedenze di rete e quindi gli errori di misura hanno un impatto maggiore sulle tensioni della rete MT, le quali sono le variabili di interesse. Di conseguenza pure la stima risulta più influenzata dagli errori nella conoscenza dei parametri dei trasformatori che possono essere molto elevati per i trasformatori delle cabine secondarie.

Per quanto riguarda la disponibilità di misure in tempo reale l'Enel, tra il 2000 ed il 2005, ha installato smart meters presso tutti i suoi utenti rendendo l'Italia il paese con la maggior percentuale di smart meters installati nel mondo [10]. Questi meters, tra le varie funzionalità, consentono la misura di potenza attiva e reattiva e dispongono di un sistema di comunicazione bidirezionale utilizzando come mezzo le linee di bassa tensione. Il problema fondamentale di questi meters però è la velocità di comunicazione, spesso insufficiente per disporre ed elaborare in tempo reale una grossa quantità di informazioni. Si possono utilizzare i dati forniti dagli smart meters per determinare delle pseudo-misure dei carichi più accurate di quelle che si possono ottenere in maniera statistica, tramite opportuni algoritmi di stima dei carichi, come descritto in [11] e [12].

Esistono progetti che utilizzano le misure dei sincrofasori in alcuni nodi della rete di distribuzione, aumentando notevolmente la precisione della stima dello stato e riducendo

contemporaneamente i tempi di calcolo. Utilizzare le PMU progettate per le reti di trasmissione su reti di distribuzione può essere problematico (a meno di utilizzare architetture particolari come indicato in [13]) poiché vi sono precisioni troppo basse [14]. Infatti le reti AT sono caratterizzate da linee lunghe ed elevati flussi di potenza che causano differenze di fase di anche decine di gradi tra i nodi mentre nelle reti di distribuzione vi sono differenze di fase dell'ordine di qualche grado (soprattutto in reti urbane caratterizzate da linee molto corte), richiedendo perciò misure molto più accurate per essere significative. Un altro problema che affligge le reti di distribuzione in merito all'utilizzo delle PMU riguarda l'elevato contenuto armonico presente che comporta necessariamente il filtraggio digitale della componente fondamentale in modo da evitare di introdurre ulteriori incertezze di misura che potrebbero causare nuovi sfasamenti. L'utilizzo delle PMU nelle reti di distribuzione è oggetto di numerosi progetti di ricerca nel campo dei sistemi elettrici.

## **2.5 Stato dell'arte**

A causa della scarsa osservabilità della rete a valle delle cabine primarie e delle difficoltà nella trasmissione ed elaborazione dei dati di smart meters, al momento il numero di distributori che ha implementato i calcoli di stima dello stato è piuttosto limitato, anche se sono presenti numerosi progetti a tal riguardo ad esempio [15] e [16]. E' pressoché completa l'installazione di smart meters presso tutti gli utenti finali, con caratteristiche però che rispondono più alle esigenze di tariffazione che a quelle della gestione in linea della rete di distribuzione, che non possono essere gestite contemporaneamente data l'enorme mole di dati.

### **2.5.1 Modelli di rete e tipologie di dati**

Spesso i parametri che caratterizzano una rete elettrica sono noti con un basso grado di accuratezza e sono quindi soggetti ad errori piuttosto elevati. Le operazioni di apertura/chiusura di circuiti spesso non presentano un sistema automatico di comunicazione al gestore e ciò rende la topologia nota con un determinato grado di incertezza. Alcuni progetti, pertanto, propongono di considerare il modello della rete elettrica non come noto e costante ma integrando un algoritmo di stima topologica a quello di stima dello stato [17].

I modelli delle linee utilizzati variano a seconda della tipologia di rete e dal momento che le reti di distribuzione possono avere anche configurazioni squilibrate può essere utile rappresentarle attraverso delle matrici di impedenze  $4 \times 4$  [18]. Si stanno cercando di modellizzare nella maniera più accurata possibile anche tutti gli altri elementi della rete quali trasformatori e fonti di generazione rinnovabile. E' ovviamente necessario ricercare un compromesso tra precisione della misura ed efficienza del processo computazionale, specialmente per reti di grosse dimensioni.

I dati solitamente utilizzati per effettuare la DSSE (Distribution System State Estimation) sono misure in tempo reale di tensione, corrente e potenza effettuate in rete, dati provenienti dai clienti come consumo di energia, dati sulla connessione delle apparecchiature (topologia) e output delle fonti rinnovabili installate.

Le tipologie di misure utilizzate per la DSSE sono 3:

- Le *misure in tempo reale* eseguite ai nodi o sulle linee sono disponibili grazie agli SCADA nel giro di qualche secondo mentre i dati provenienti da utenti vengono trasmessi ogni 15 minuti circa. Un problema ancora di attualità riguarda l'utilizzo di dati acquisiti in diversi momenti temporali che quindi necessitano di un'operazione di sincronizzazione per essere utilizzati correttamente, come descritto in [19]. Diversi studi si basano sull'utilizzo di PMU che, oltre a fornire misure accurate sullo stato del sistema (forniscono misure di ampiezza, fase, frequenza, velocità di variazione della frequenza (ROCOF), misure di forme d'onda di tensione o corrente sincronizzate al UTC (Coordinated Universal Time)), aumentano pure l'efficienza computazionale [20]. Bisogna anche tener conto del fatto che se è vero che un elevato numero di misure disponibili aumenta l'osservabilità del sistema, è pure necessario disporre di un'importante infrastruttura di comunicazione per evitare un sovraccarico di dati e problemi economici. Si deve quindi avere un numero adeguato di misure per l'osservabilità del sistema.
- Le *pseudo-misure* sono fondamentali per la DSSE a causa della scarsa osservabilità delle reti di distribuzione. Queste sono misure stimate e non effettivamente misurate e tipicamente sono le potenze di carico ai trasformatori delle cabine secondarie, generalmente definite come distribuzioni gaussiane con

un valore medio fissato come una frazione della taglia del trasformatore o determinate in base ai dati di fatturazione del cliente e ai profili di carico tipici. Esistono diversi studi su una più accurata modellazione delle funzioni di distribuzione probabilistica dei carichi che non seguono un modello gaussiano.

Un'analisi dei dati storici può essere d'aiuto nella modellazione statistica delle pseudo-misure, così come l'analisi di correlazione con alcune delle misure in tempo reale presenti, come illustrato in [11] e [21]. Per quanto concerne l'utilizzo di misure fornite dagli smart meters, un loro utilizzo in tempo reale è difficilmente attuabile a causa dei ritardi e dell'inadeguatezza dell'infrastruttura di comunicazione ma possono essere d'aiuto per fornire pseudo-misure più precise [22].

- Le *misure virtuali* sono vincoli della rete per la risoluzione della stima come differenze di tensioni nulle ai capi di interruttori chiusi, iniezione di correnti (o potenze) nulle ai nodi di connessione, correnti (o potenze) nulle ai capi di interruttori aperti. In algoritmi risolutivi che si basano sulla tecnica dei minimi quadrati pesati, l'associare pesi molto elevati a tali misure nel processo di stima, in concomitanza al basso peso associato alle pseudo-misure tipico della DSSE, può causare notevoli problemi di condizionamento delle matrici di risoluzione come descritto in [23].

### 2.5.2 Tipologie di algoritmi

In base alle variabili di stato scelte, all'evoluzione delle stime, all'utilizzo dei dati di carico e dei dati non validi sono stati sviluppati 5 diversi algoritmi per la DSSE:

- *Algoritmi WLS statici*: sono i più popolari e diffusi nella letteratura. Consistono nella minimizzazione di una funzione obiettivo composta dai residui stimati delle misure moltiplicati per un fattore di peso proporzionale all'accuratezza della misura stessa. Sono state proposte due categorie per la scelta delle variabili di stato che sono le tensioni nodali o le correnti di linea sia in coordinate polari che rettangolari. La scelta di utilizzare le tensioni nodali come variabili di stato comporta il necessario aggiornamento della matrice jacobiana ad ogni iterazione. In letteratura sono presenti diversi metodi per ovviare a questo problema di

continuo aggiornamento della matrice come in [18] dove è proposto un algoritmo che, convertendo le misure di potenza in valori di corrente equivalenti, riesce a mantenere costanti i termini della jacobiana. Per questo motivo è molto più diffuso l'utilizzo delle correnti in forma rettangolare come variabili di stato evitando quindi il ricalcolo della jacobiana, riducendo al minimo l'onere computazionale. L'utilizzo delle tensioni nodali è comunque fattibile adottando alcuni accorgimenti, come descritto in [24]. Un'altra caratteristica fondamentale di questo algoritmo è la modalità con cui vengono gestiti i pesi associati alle diverse misure, in modo particolare quando queste vengono convertite in grandezze diverse prima di essere utilizzate.

- *Algoritmi di adattamento del carico*: consistono nella regolazione dei carichi per conformare le misure ai limiti delle aree di misura. Le misure disponibili fungono come vincoli della soluzione e bisogna aggiornare in modo continuo le pseudo-misure di carico fino alla convergenza della stima con esse [8].
- *Algoritmi robusti*: sono caratterizzati da una intrinseca robustezza rispetto alla presenza di alcune misure particolarmente errate (bad data points). Il metodo con cui si riesce ad ottenere questo risultato consiste nel modificare i pesi associati alle misure ad ogni iterazione, riducendo i pesi assegnati ai presunti punti errati come descritto in [25].
- *Algoritmi dinamici*: si basano su stime ricorsive in istanti di tempo in sequenza, sfruttando le stime ottenute in istanti di tempo precedenti per effettuare previsioni su quelle successive. Questo algoritmo garantisce una maggiore affidabilità delle stime e la possibilità di utilizzare misure non sincronizzate, integrandole nella stima precedente per prevedere variazioni dello stato prima della successiva stima completa. La maggior parte di questi algoritmi sfruttano il Filtro di Kalman come base, ovvero un algoritmo che utilizza una serie di misure in sequenza temporale per ottenere stime delle variabili più precise di quelle che si possono ottenere tramite una singola misura istantanea come descritto in [26].
- *Algoritmi distribuiti*: si basano sulla suddivisione delle reti di distribuzione in sotto-aree nelle quali eseguire sotto-misure indipendenti (si risolve il problema localmente) che verranno poi integrate con un minor livello di dettaglio in stime d'insieme [27]. L'implementazione di questi algoritmi è difficile a causa delle

poche misure disponibili, dalla mancanza di sincronizzazione tra le misure (serve un tempo di elaborazione elevato per eseguire una stima dello stato) e di problemi di comunicazione.

### **2.5.3 Identificazione di bad data**

La capacità di identificazione e di rilevazione di dati errati (bad datas) della rete dipende dal sistema di misurazione che viene utilizzato [1]. Nella DSSE l'identificazione è molto più complessa rispetto alla stima dello stato eseguita per una rete di trasmissione (per queste reti viene solitamente utilizzato il test del chi-quadro) perché vi sono poche misure disponibili, pseudo-misure inaccurate oltre alla possibile interazione tra gli errori stimati delle misure stesse che complicano ancora di più l'identificazione. Solitamente in un algoritmo WLS statico, che sarà quello analizzato in questa tesi, lo studio dei bad data viene effettuato dopo il processo di stima.

### **2.5.4 Localizzazione delle misure**

Per far sì che una rete di distribuzione sia osservabile nel miglior modo possibile è spesso necessario inserire dei misuratori. Siccome l'inserzione di misuratori in rete è un'operazione piuttosto onerosa, è opportuno stabilire dei criteri con i quali decidere dove posizionare gli strumenti per massimizzare gli effetti positivi sulla stima dello stato. Sono presenti progetti e ricerche che si occupano di minimizzare il numero di misure necessarie a raggiungere una certa accuratezza o a massimizzare l'incremento di precisione causato dall'aggiunta di un certo numero di misure, come ad esempio [28].

### **2.5.5 Prospettive future**

Poiché si riscontrano ancora tante difficoltà nel realizzare la stima dello stato in reti di distribuzione, nel prossimo futuro saranno tanti gli obiettivi che i ricercatori auspicano di raggiungere [29]:

- Lo sviluppo di modelli accurati e al contempo computazionalmente efficienti per le linee, in particolare per reti di bassa tensione le quali ospitano una crescente percentuale di generazione distribuita.

- Nuovi metodi e tecniche per sfruttare grandi moli di dati spesso non sincronizzati, con formati eterogenei e diversi ritardi.
- Nuove infrastrutture di comunicazione capaci di raccogliere e coordinare i dati in modo rapido ed affidabile.
- Sviluppo di una stima dello stato globale e multi-area, utilizzando anche un approccio distribuito, per consentire una migliore interazione tra gli operatori delle reti di trasmissione e distribuzione.
- Metodi efficaci per un'analisi precisa delle incertezze dei parametri e della topologia della rete.
- Metodi per l'identificazione e correzione dei bad data, in particolare per quel che riguarda la variazione dei fattori di peso delle misure per i metodi robusti di particolare interesse nei field trials.

## CAPITOLO 3: Stima dello stato con il metodo dei minimi quadrati pesati

Si suppone in questo capitolo che tutti i parametri presi in considerazione non siano affetti da incertezze.

### 3.1 Il metodo di stima dei minimi quadrati

I sistemi di acquisizione dati (SCADA) effettuano misure di tensione, corrente, potenza attiva e reattiva e li inviano in tempo, in tempo reale, al centro di controllo dell'energia preposto. Questi dati vengono poi elaborati dai computer per informare gli operatori dello stato della rete di distribuzione. Ogni misura conterrà delle imprecisioni, ovvero errori causali o *rumori*, che sono inevitabili per delle grandezze fisiche e che quindi potranno essere caratterizzate solo in termini statistici.

Perciò, a causa del rumore, i valori veri delle grandezze misurate non potranno mai essere noti con esattezza e conseguentemente neanche le variabili di stato che da queste misure vengono estrapolate. Sarà perciò necessario determinare la miglior stima per queste variabili di stato che, seppur affette da errore, devono essere le più possibili accurate. Il metodo dei minimi quadrati fornisce un criterio per la determinazione di questa stima, definendola come quella che minimizza una funzione obiettivo (ottenuta come la sommatoria dei quadrati degli errori di misura).

Consideriamo, come esempio, il seguente circuito di misura:

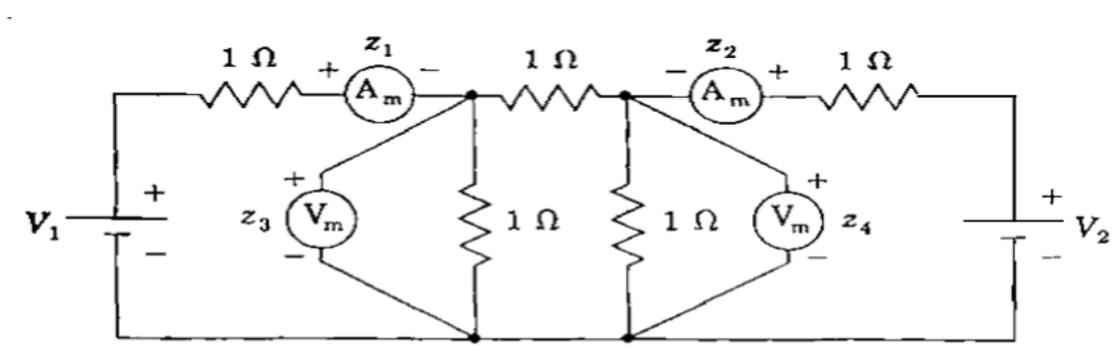


Figura 1: Circuito elettrico [3]

In base al circuito elettrico, consideriamo un sistema lineare costituito da due variabili di stato  $x_1$  e  $x_2$  (le quali possono essere ad esempio le due tensioni  $V_1$  e  $V_2$ ) e di cui si dispongono 4 misure,  $z_1, z_2, z_3$  e  $z_4$ .

Si può rappresentare il modello del sistema attraverso le seguenti equazioni:

$$z_{1true} = h_{11}x_1 + h_{12}x_2 \quad (3.1)$$

$$z_{2true} = h_{21}x_1 + h_{22}x_2$$

$$z_{3true} = h_{31}x_1 + h_{32}x_2$$

$$z_{4true} = h_{41}x_1 + h_{42}x_2$$

In forma matriciale il sistema diventa:

$$\begin{bmatrix} z_{1true} \\ z_{2true} \\ z_{3true} \\ z_{4true} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_{11} & h_{12} \\ h_{21} & h_{22} \\ h_{31} & h_{32} \\ h_{41} & h_{42} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

Utilizzando una forma più compatta:

$$\mathbf{z}_{true} = \mathbf{H}\mathbf{x} \quad (3.3)$$

Si può osservare che i coefficienti  $h$  sono i parametri del sistema mentre le  $z_{true}$  rappresentano i valori reali delle grandezze misurate.

Come è stato detto in precedenza, le misure sono affette da errori  $e$ :

$$\begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ z_3 \\ z_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z_{1true} \\ z_{2true} \\ z_{3true} \\ z_{4true} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ e_3 \\ e_4 \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

Ed in forma compatta si può scrivere:

$$\mathbf{z} = \mathbf{z}_{true} + \mathbf{e} \quad (3.5)$$

Si può osservare come, non essendo note le misure reali, non si possano conoscere né le variabili reali né gli errori reali. Pertanto il criterio dei minimi quadrati dovrà essere applicato alle *stime* degli errori.

Si indicheranno gli errori stimati come differenza tra le misure effettive e le loro stime:

$$\hat{\mathbf{e}} = \mathbf{z} - \hat{\mathbf{z}} \quad (3.6)$$

La stima delle misure è data dall'applicazione al sistema della stima delle variabili di stato:

$$\hat{\mathbf{z}} = \mathbf{H}\hat{\mathbf{x}} \quad (3.7)$$

Inserendo la (3.7) nella (3.6) otteniamo, per gli errori stimati, la seguente definizione:

$$\hat{\mathbf{e}} = \mathbf{z} - \mathbf{H}\hat{\mathbf{x}} \quad (3.8)$$

Adesso si applica il criterio dei minimi quadrati alle stime degli errori. Bisogna tener conto del fatto che, se si effettuasse la somma algebrica dei singoli errori, quelli di segno opposto si eliderebbero e porterebbero a dei risultati errati: si effettua quindi la somma dei quadrati degli errori. Inoltre si vuole tener conto che alcune misure saranno note con una minor incertezza rispetto ad altre (per esempio la maggior precisione di uno strumento di misura) e quindi si introducono dei fattori di peso  $w$  che andranno moltiplicati per gli errori.

La *funzione obiettivo* che il criterio dei minimi quadrati punta a minimizzare risulta:

$$f = w_1 \hat{e}_1^2 + w_2 \hat{e}_2^2 + w_3 \hat{e}_3^2 + w_4 \hat{e}_4^2 \quad (3.9)$$

Le stime delle variabili di stato saranno quelle che tendono a minimizzare la funzione  $f$ .

Per trovare il minimo di  $f$  bisogna porre le derivate parziali di  $f$  uguali a zero:

$$\frac{\partial f}{\partial \hat{x}_1} = 2 \left( w_1 \hat{e}_1 \frac{\partial \hat{e}_1}{\partial \hat{x}_1} + w_2 \hat{e}_2 \frac{\partial \hat{e}_2}{\partial \hat{x}_1} + w_3 \hat{e}_3 \frac{\partial \hat{e}_3}{\partial \hat{x}_1} + w_4 \hat{e}_4 \frac{\partial \hat{e}_4}{\partial \hat{x}_1} \right) = 0 \quad (3.10)$$

$$\frac{\partial f}{\partial \hat{x}_2} = 2 \left( w_1 \hat{e}_1 \frac{\partial \hat{e}_1}{\partial \hat{x}_2} + w_2 \hat{e}_2 \frac{\partial \hat{e}_2}{\partial \hat{x}_2} + w_3 \hat{e}_3 \frac{\partial \hat{e}_3}{\partial \hat{x}_2} + w_4 \hat{e}_4 \frac{\partial \hat{e}_4}{\partial \hat{x}_2} \right) = 0$$

Tenendo conto della definizione di  $\hat{e}$  definita nell'equazione (3.8) per la valutazione delle derivate, si possono esprimere i due vincoli indicati nell'equazione (3.10) come segue (rappresentazione in forma matriciale):

$$\begin{bmatrix} h_{11} & h_{21} & h_{31} & h_{41} \\ h_{12} & h_{22} & h_{32} & h_{42} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} w_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & w_2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & w_3 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & w_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{e}_1 \\ \hat{e}_2 \\ \hat{e}_3 \\ \hat{e}_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

Riscrivendo tutto in forma compatta ed esplicitando  $\hat{e}$  in funzione di  $\hat{x}$ , si ha:

$$\mathbf{H}'\mathbf{W}\hat{e} = \mathbf{H}'\mathbf{W}(\mathbf{z} - \mathbf{H}\hat{x}) = \mathbf{0} \quad (3.12)$$

E risolvendo tutto per  $\hat{x}$  si ottiene:

$$\hat{x} = (\mathbf{H}'\mathbf{W}\mathbf{H})^{-1}\mathbf{H}'\mathbf{W}\mathbf{z} = \mathbf{G}^{-1}\mathbf{H}'\mathbf{W}\mathbf{z} \quad (3.13)$$

Dove  $\mathbf{G}=\mathbf{H}'\mathbf{W}\mathbf{H}$  è chiamata *matrice di guadagno* ed è una matrice simmetrica e sparsa (così come  $\mathbf{H}$ ) e il vettore  $\hat{x}$  costituisce la stima ai minimi quadrati delle variabili di stato. Bisogna inoltre valutare l'influenza degli errori di misura sulle variabili di stato che vengono stimate:

$$\hat{x} = \mathbf{G}^{-1}\mathbf{H}'\mathbf{W}(\mathbf{H}\mathbf{x} + \mathbf{e}) = \mathbf{G}^{-1}\mathbf{G}\mathbf{x} + \mathbf{G}^{-1}\mathbf{H}'\mathbf{W}\mathbf{e} \quad (3.14)$$

Da cui si ricava:

$$\hat{x} - \mathbf{x} = \mathbf{G}^{-1}\mathbf{H}'\mathbf{W}\mathbf{e} \quad (3.15)$$

Dalla quale si denota come ogni errore presente su una delle misure si propaghi su tutti i valori stimati delle variabili di stato. Risulta allora fondamentale trovare un criterio per decidere quali sono le misure errate, e quindi da escludere, dal sistema per la stima dello

stato. Per realizzare ciò si può adottare un livello di confidenza attribuendo dei valori statistici agli errori di misura.

### 3.2 La distribuzione gaussiana o normale degli errori di misura

Come si è appena visto, ogni misura effettuata è inevitabilmente affetta da errori. Effettuando però misure ripetute della stessa grandezza si può arrivare ad ottenere una stima delle grandezze reali sfruttando diverse proprietà statistiche.

Se si grafica la frequenza con cui sono ottenuti i valori di misura in funzione dei valori stessi, supponendo un numero infinito di misure, si ottiene una curva chiamata *gaussiana* o *normale* uguale a quella riportata in figura:

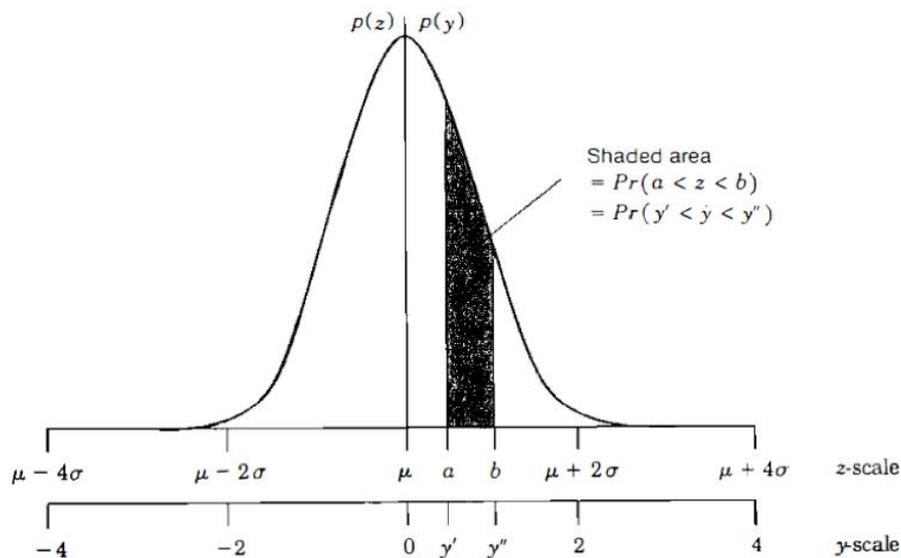


Figura 2: Distribuzione di probabilità gaussiana [3]

La funzione di probabilità  $p(z)$  rappresenta la densità di probabilità per la grandezza  $z$  della misura effettuata, ed è definita come segue:

$$p(z) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{z-\mu}{\sigma}\right)^2\right) \quad (3.16)$$

Dove  $\sigma$  rappresenta la *deviazione standard* della distribuzione di probabilità (è un indice della dispersione delle misure),  $z$  è la *variabile gaussiana* mentre  $\mu$  indica il *valore atteso*

di  $z$ . Spesso il valore atteso viene indicato anche come *valore medio* visto che le misure sono distribuite in maniera simmetrica attorno ad esso.

E' importante pure definire il quadrato della deviazione standard indicato come *varianza*, definito come:

$$\sigma^2 = E[(z - \mu)^2] = \int_{-\infty}^{+\infty} (z - \mu)^2 p(z) dz \quad (3.17)$$

La varianza indica lo sviluppo che  $p(z)$  assume attorno a  $\mu$ , piccoli valori di  $\sigma^2$  indicano curve alte e strette.

Le aree sottese dalla curva indicano le probabilità associate agli intervalli corrispondenti dell'asse orizzontale, infatti la probabilità che una misura si trovi all'interno di un intervallo di  $z$  compreso fra  $a$  e  $b$  è data dall'integrale seguente:

$$\Pr(a < z < b) = \int_a^b p(z) dz \quad (3.18)$$

Che fornisce un risultato unitario se  $a=-\infty$  e  $b=+\infty$ .

Siccome la funzione di probabilità  $p(z)$  non può essere integrata direttamente, allora le aree sottese dalla curva gaussiana possono essere tabulate mediante i valori della distribuzione di *probabilità standard*  $p(y)$ , dove la variabile  $y$  è standardizzata rispetto alla deviazione standard e al valore medio:

$$y = \frac{z - \mu}{\sigma} \quad (3.19)$$

Pertanto  $p(y)$  coincide con  $p(z)$  per  $\mu=0$  e  $\sigma=1$ .

Si riporta nella successiva tabella una funzione  $\Pr(a)$  corrispondente alla probabilità che la misura standardizzata  $y$  si trovi fra 0 ed  $a$ .

a	Pr(a)	a	Pr(a)	a	Pr(a)	a	Pr(a)
.05	0.01994	.80	0.28814	1.55	0.43943	2.30	0.48928
.10	0.03983	.85	0.30234	1.60	0.44520	2.35	0.49061
.15	0.05962	.90	0.31594	1.65	0.45053	2.40	0.49180
.20	0.07926	.95	0.32894	1.70	0.45543	2.45	0.49286
.25	0.09871	1.00	0.34134	1.75	0.45994	2.50	0.49379
.30	0.11791	1.05	0.35314	1.80	0.46407	2.55	0.49461
.35	0.13683	1.10	0.36433	1.85	0.46784	2.60	0.49534
.40	0.15542	1.15	0.37493	1.90	0.47128	2.65	0.49597
.45	0.17364	1.20	0.38493	1.95	0.47441	2.70	0.49653
.50	0.19146	1.25	0.39435	2.00	0.47726	2.75	0.49702
.55	0.20884	1.30	0.40320	2.05	0.47982	2.80	0.49744
.60	0.22575	1.35	0.41149	2.10	0.48214	2.85	0.49781
.65	0.24215	1.40	0.41924	2.15	0.48422	2.90	0.49813
.70	0.25804	1.45	0.42647	2.20	0.48610	2.95	0.49841
.75	0.27337	1.50	0.43319	2.25	0.48778	3.00	0.49865

Figura 3: Valori tabulati della distribuzione di probabilità gaussiana standard [3]

Dalla tabella si evince come le misure saranno distribuite per il 68% entro  $\sigma$  dalla media, per il 95% entro  $2\sigma$  dalla media e per il 99% entro  $3\sigma$  dalla media.

Ipotizziamo ora che le misure effettuate seguano una distribuzione di probabilità gaussiana e lo stesso si può dire per i corrispondenti errori, che differiscono dalle misure per la costante  $z_{\text{true}}$ . Supponiamo inoltre che gli errori siano indipendenti l'uno dall'altro (variabili gaussiane *random*) e che quindi la matrice della *covarianza*, ottenuta come il valore atteso del prodotto del vettore degli errori per il suo trasposto, sarà diagonale, con la diagonale principale formata dai valori di varianza delle varie misure:

$$E[\mathbf{ee}'] = E \begin{bmatrix} e_1^2 & e_1e_2 & e_1e_3 & e_1e_4 \\ e_2e_1 & e_2^2 & e_2e_3 & e_2e_4 \\ e_3e_1 & e_3e_2 & e_3^2 & e_3e_4 \\ e_4e_1 & e_4e_2 & e_4e_3 & e_4^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_2^2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_3^2 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \sigma_4^2 \end{bmatrix} = \mathbf{R} \quad (3.20)$$

Una varianza elevata è tipica per misure con scarsa precisione. Si noti che è più comodo utilizzare l'inverso della varianza della misura come fattore di peso nella stima dello stato:

$$\mathbf{W} = \mathbf{R}^{-1} \quad (3.21)$$

Considerare una distribuzione gaussiana per gli errori di misura giustifica l'uso del metodo dei minimi quadrati poiché il valore atteso delle stime delle variabili coincide con i valori reali (il valore atteso di una costante rimane costante):

(3.22)

$$E \begin{bmatrix} \hat{x}_1 - x_1 \\ \hat{x}_2 - x_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E[\hat{x}_1] - x_1 \\ E[\hat{x}_2] - x_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E[G^{-1}H'R^{-1}e + x_1] - x_1 \\ E[G^{-1}H'R^{-1}e + x_2] - x_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G^{-1}H'R^{-1}E[e] \\ G^{-1}H'R^{-1}E[e] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

E' ovvio che la presenza di errori che non rispettano la distribuzione gaussiana annulla questa proprietà. Tali errori sono i *bad data* di cui si fornisce una trattazione teorica nel prossimo paragrafo.

### 3.3 Bad Data

Per l'identificazione dei bad data, ovvero di misure che sono sistematicamente errate (tensioni di modulo negativo, misure con valori di ampiezza molto diversi dai valori attesi, correnti di ingresso e di uscita da una linea con ordini di grandezza differenti [37]), ed eventualmente rimuoverle si ricorre generalmente alle proprietà statistiche della funzione obiettivo  $f$  descritta dall'equazione (3.9).

Come si vedrà in seguito, se sono presenti errori gaussiani random (errori indipendenti l'uno dall'altro) la funzione  $f$  assume una distribuzione probabilistica ben definita che dipende in maniera univoca dal solo valor medio. E' possibile pertanto valutare la probabilità che il valore di  $f$  sia inferiore ad un certo valore opportunamente scelto. Se il valore calcolato è maggiore di quello indicato con un certo *livello di confidenza*, significa che è molto probabile la presenza di bad data. In questo caso, si può procedere ad identificare la misura da eliminare valutando gli errori stimati standard. La funzione  $f$  è definita come:

$$f = \sum_{j=1}^{Nm} \frac{\hat{e}_j^2}{\sigma_j^2} \quad (3.23)$$

Gli errori stimati sono delle variabili gaussiane random aventi valore atteso nullo, come si vede dalla loro definizione:

$$E[\hat{e}] = E[z - \hat{z}] = 0 \quad (3.24)$$

La funzione  $f$  assume quindi una distribuzione di probabilità detta *chi-quadro*, dal nome della lettera greca  $\chi$  che la identifica. La distribuzione  $\chi^2$ , a differenza di quella gaussiana, è determinata in modo univoco dal solo valore atteso dell'argomento (ovvero dal picco di densità di probabilità indicato con  $k$ ), in quanto per  $\chi=0$  la probabilità  $p(\chi^2)$  deve essere nulla essendo i valori sempre positivi, ed ha un punto che è già vincolato. Per valori molto elevati di  $k$  tale distribuzione si avvicina a quella gaussiana, mentre vi si discosta notevolmente per valori vicini a 0.

La distribuzione  $\chi_{k,\alpha}^2$  per un valor medio  $k$  vicino a 0 è mostrato nella seguente figura:

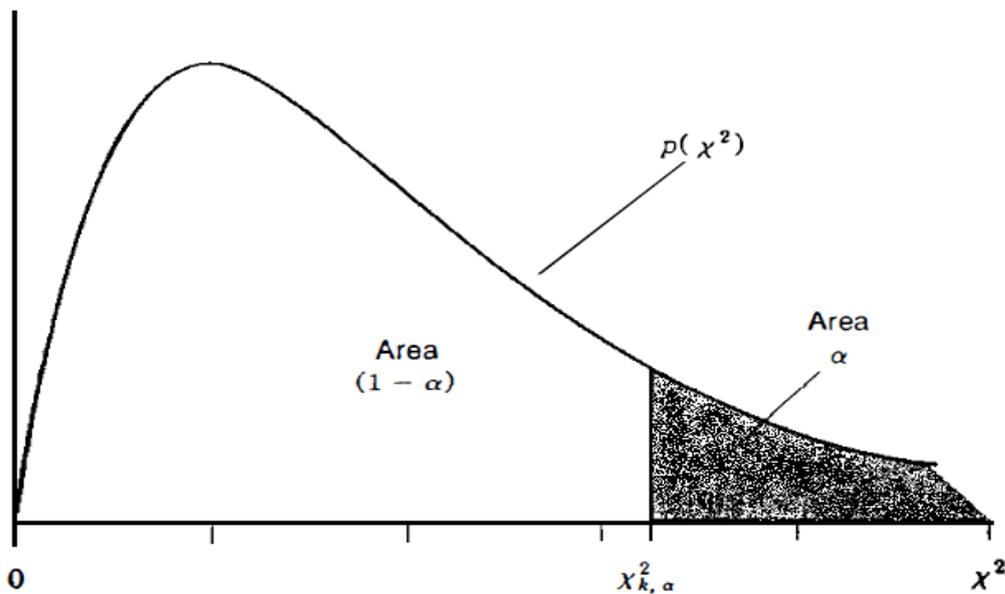


Figura 4: Distribuzione di probabilità chi-quadro [3]

Dove l'area  $\alpha$  identifica la probabilità che la  $f$ , per un dato picco  $k$ , sia maggiore del valore  $\chi_{k,\alpha}^2$ . In modo analogo alla gaussiana i valori di  $\chi_{k,\alpha}^2$  sono tabulati in funzione di  $k$  e del valore  $\alpha$  scelto:

$k$	$\alpha$				$k$	$\alpha$			
	0.05	0.025	0.01	0.005		0.05	0.025	0.01	0.005
1	3.84	5.02	6.64	7.88	11	19.68	21.92	24.73	26.76
2	5.99	7.38	9.21	10.60	12	21.03	23.34	26.22	28.30
3	7.82	9.35	11.35	12.84	13	22.36	24.74	27.69	29.82
4	9.49	11.14	13.28	14.86	14	23.69	26.12	29.14	31.32
5	11.07	12.83	15.09	16.75	15	25.00	27.49	30.58	32.80
6	12.59	14.45	16.81	18.55	16	26.30	28.85	32.00	34.27
7	14.07	16.01	18.48	20.28	17	27.59	30.19	33.41	35.72
8	15.51	17.54	20.09	21.96	18	28.87	31.53	34.81	37.16
9	16.92	19.02	21.67	23.59	19	30.14	32.85	36.19	38.58
10	18.31	20.48	23.21	25.19	20	31.41	34.17	37.57	40.00

Figura 5: Valori tabulati della distribuzione di probabilità chi-quadro [3]

Scegliendo per esempio  $\alpha=1\%$ , ed essendo  $k$  noto, se il valore calcolato di  $f$  risulta maggiore di  $\chi_{k,\alpha}^2$  allora si può affermare che la probabilità che siano presenti dei bad data sia almeno del 99%.

Lo scopo ora è quello di calcolare il valore atteso di  $f$  e per fare ciò risulta utile determinare la varianza di  $\hat{e} = \mathbf{z} - \hat{\mathbf{z}}$ , ovviamente diversa da quella che si ottiene sfruttando valori di errore reali.

E' possibile determinare la varianza a partire dalla formula della matrice della covarianza che, come per gli errori reali, sarà diagonale con i valori di varianza sulla diagonale principale:

$$\hat{\mathbf{R}} = E[\hat{e}\hat{e}'] = E[(\mathbf{z} - \hat{\mathbf{z}})(\mathbf{z} - \hat{\mathbf{z}})'] \quad (3.25)$$

Dalle equazioni 3.3, 3.5 e 3.15 si ricava l'equazione di  $(\mathbf{z} - \hat{\mathbf{z}})$  in funzione di  $\mathbf{e}$ :

$$\begin{aligned} (\mathbf{z} - \hat{\mathbf{z}}) &= \mathbf{z} - \mathbf{H}\hat{\mathbf{x}} + \mathbf{H}\mathbf{x} - \mathbf{H}\mathbf{x} = \mathbf{e} - \mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}} - \mathbf{x}) \\ &= \mathbf{e} - \mathbf{H}\mathbf{G}^{-1}\mathbf{H}'\mathbf{R}^{-1}\mathbf{e} = [\mathbf{I} - \mathbf{H}\mathbf{G}^{-1}\mathbf{H}'\mathbf{R}^{-1}]\mathbf{e} \end{aligned} \quad (3.26)$$

La matrice della covarianza stimata diventa (si ricordi che  $\mathbf{G}$  è simmetrica e che quindi  $\mathbf{G}=\mathbf{G}'$ ):

$$\begin{aligned}
\hat{\mathbf{R}} &= E \left[ [I - \mathbf{H}\mathbf{G}^{-1}\mathbf{H}'\mathbf{R}^{-1}] \mathbf{e}\mathbf{e}' [I - \mathbf{R}^{-1}\mathbf{H}\mathbf{G}^{-1}\mathbf{H}'] \right] \\
&= [I - \mathbf{H}\mathbf{G}^{-1}\mathbf{H}'\mathbf{R}^{-1}] E[\mathbf{e}\mathbf{e}'] [I - \mathbf{R}^{-1}\mathbf{H}\mathbf{G}^{-1}\mathbf{H}'] \\
&= [I - \mathbf{H}\mathbf{G}^{-1}\mathbf{H}'\mathbf{R}^{-1}] \mathbf{R} [I - \mathbf{R}^{-1}\mathbf{H}\mathbf{G}^{-1}\mathbf{H}'] \\
&= [I - \mathbf{H}\mathbf{G}^{-1}\mathbf{H}'\mathbf{R}^{-1}] [\mathbf{R} - \mathbf{H}\mathbf{G}^{-1}\mathbf{H}'] \\
&= \mathbf{R} - \mathbf{H}\mathbf{G}^{-1}\mathbf{H}' - \mathbf{H}\mathbf{G}^{-1}\mathbf{H}' + \mathbf{H}\mathbf{G}^{-1}\mathbf{H}'\mathbf{R}^{-1}\mathbf{H}\mathbf{G}^{-1}\mathbf{H}'
\end{aligned} \tag{3.27}$$

Dal momento che  $\mathbf{G} = \mathbf{H}'\mathbf{R}^{-1}\mathbf{H}$ :

$$\hat{\mathbf{R}} = \mathbf{R} - \mathbf{H}\mathbf{G}^{-1}\mathbf{H}' \tag{3.28}$$

E quindi si può stimare la varianza del generico errore stimato  $\hat{e}_j$  mediante la notazione  $\hat{\mathbf{R}}_{jj}$ .

Si può ora valutare il *valore atteso* della funzione obiettivo  $f$ :

$$E[f] = E \left[ \sum_{j=1}^{Nm} \frac{\hat{e}_j^2}{\sigma_j^2} \frac{\hat{\mathbf{R}}_{jj}}{\hat{\mathbf{R}}_{jj}} \right] = \sum_{j=1}^{Nm} \frac{\hat{\mathbf{R}}_{jj}}{\sigma_j^2} E \left[ \frac{\hat{e}_j^2}{\hat{\mathbf{R}}_{jj}} \right] = \sum_{j=1}^{Nm} \frac{\hat{\mathbf{R}}_{jj}}{\sigma_j^2} \tag{3.29}$$

Il termine del valore atteso si semplifica poiché il valore atteso dell'errore quadratico corrisponde alla varianza per definizione.

Poiché gli errori stimati si ottengono attraverso il metodo dei minimi quadrati, è evidente che la loro varianza sarà mediamente inferiore a quella degli errori reali, cioè  $E[f] < Nm$ .

E' possibile dimostrare che:

$$E[f] = Nm - Ns \tag{3.30}$$

Dove  $Nm$  rappresenta il numero di misure effettuate e  $Ns$  rappresenta il numero delle variabili di stato. La differenza  $Nm - Ns$  è chiamata *ridondanza* o *gradi di libertà* perché rappresenta il numero massimo di misure eliminabili mantenendo il sistema risolvibile.

E' stato sviluppato un test per l'identificazione dei bad data, riassumibile nei seguenti punti:

- 1) Utilizzare le misure disponibili  $\mathbf{z}$  ( $\mathbf{z}_{true} + \mathbf{e}$ ) per ottenere la stima ai minimi quadrati  $\hat{\mathbf{x}}$  delle variabili di stato.
- 2) Calcolare le stime delle misure  $\hat{\mathbf{z}}$  attraverso l'equazione  $\hat{\mathbf{z}} = \mathbf{H}\hat{\mathbf{x}}$  e quindi le stime  $\hat{\mathbf{e}}$  degli errori effettuati.
- 3) Valutare la funzione obiettivo  $f = \sum_{j=1}^{Nm} \frac{\hat{e}_j^2}{\sigma_j^2}$
- 4) Scelto un intervallo di confidenza  $\alpha$  e determinati i gradi di libertà  $k$  del test, determinare se  $f$  sia maggiore o minore del valore tabulato  $\chi_{k,\alpha}^2$
- 5) Se  $f$  risulta maggiore allora molto probabilmente sarà presente almeno una misura errata. A questo punto si procede eliminando la misura con l'errore *standardizzato*  $\frac{\epsilon_j}{\sqrt{\hat{R}_{jj}}}$  maggiore e poi si riesegue il test con il nuovo set di misure.

Nei casi pratici l'identificazione e la conseguente eliminazione di bad data è una pratica piuttosto complessa. Nei sistemi elettrici in cui vi sono molti gradi di libertà può dare migliori risultati scartare più di una misura.

La natura dei bad data può essere molteplice ma un errore tipico nell'ambito dei sistemi elettrici è quello di installare un meter al contrario, il quale fornisce una misura di segno invertito. Una delle possibili applicazioni della stima dello stato con il test del chi-quadro è la verifica dell'installazione dei misuratori.

### 3.4 Stima dello stato per sistemi non lineari

Nei sistemi elettrici di nostro interesse le equazioni che collegano le variabili misurate (in particolare i valori di potenza attiva  $P$  e reattiva  $Q$ ) con le variabili di stato (modulo e fase delle tensioni) sono di tipo non lineare. E' pertanto necessario valutare un metodo di svolgimento della stima dello stato per sistemi non lineari, che consisterà in un procedimento iterativo.

Consideriamo nuovamente il sistema a due variabili del paragrafo 3.2, ma considerando le equazioni non lineari:

$$\begin{aligned}
 Z_{1true} &= h_1(x_1, x_2) \\
 Z_{2true} &= h_2(x_1, x_2) \\
 Z_{3true} &= h_3(x_1, x_2)
 \end{aligned}
 \tag{3.31}$$

$$Z_{4true} = h_4(x_1, x_2)$$

Dove i coefficienti  $h_1, h_2, h_3$  e  $h_4$  sono generiche equazioni non lineari delle variabili di stato  $x_1$  e  $x_2$ .

Come già visto nel paragrafo 3.2, è necessario minimizzare una funzione obiettivo  $f$  attraverso il seguente sistema:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \hat{h}_1}{\partial \hat{x}_1} & \frac{\partial \hat{h}_2}{\partial \hat{x}_1} & \frac{\partial \hat{h}_3}{\partial \hat{x}_1} & \frac{\partial \hat{h}_4}{\partial \hat{x}_1} \\ \frac{\partial \hat{h}_1}{\partial \hat{x}_2} & \frac{\partial \hat{h}_2}{\partial \hat{x}_2} & \frac{\partial \hat{h}_3}{\partial \hat{x}_2} & \frac{\partial \hat{h}_4}{\partial \hat{x}_2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma_1^2} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma_2^2} & \frac{1}{\sigma_3^2} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{\sigma_3^2} & \frac{1}{\sigma_4^2} \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{\sigma_4^2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{e}_1 \\ \hat{e}_2 \\ \hat{e}_3 \\ \hat{e}_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.32)$$

Da questo sistema si ricava la matrice  $H$  che ha la seguente definizione:

$$\mathbf{H} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \hat{h}_1}{\partial \hat{x}_1} & \frac{\partial \hat{h}_1}{\partial \hat{x}_2} \\ \frac{\partial \hat{h}_2}{\partial \hat{x}_1} & \frac{\partial \hat{h}_2}{\partial \hat{x}_2} \\ \frac{\partial \hat{h}_3}{\partial \hat{x}_1} & \frac{\partial \hat{h}_3}{\partial \hat{x}_2} \\ \frac{\partial \hat{h}_4}{\partial \hat{x}_1} & \frac{\partial \hat{h}_4}{\partial \hat{x}_2} \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

Si può ora scrivere il sistema (3.32) in forma compatta:

$$\mathbf{H}'\mathbf{R}^{-1} \begin{bmatrix} z_1 - h_1(\hat{x}_1, \hat{x}_2) \\ z_2 - h_2(\hat{x}_1, \hat{x}_2) \\ z_3 - h_3(\hat{x}_1, \hat{x}_2) \\ z_4 - h_4(\hat{x}_1, \hat{x}_2) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

Si sviluppano le equazioni non lineari  $h$  in serie di Taylor al primo ordine:

$$h(x_1, x_2) \cong h(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}) + \Delta x_1^{(0)} \frac{\partial h^{(0)}}{\partial x_1} + \Delta x_2^{(0)} \frac{\partial h^{(0)}}{\partial x_2} \quad (3.35)$$

dove con l'apice (0) si indicano i valori di primo tentativo della soluzione e dove  $\Delta x_1^{(0)} = x^{(1)} - x^{(0)}$ , con  $x^{(1)}$  che rappresenta il primo valore calcolato della generica variabile  $x$ .

Effettuando la sostituzione nel sistema (3.34) all'iterazione (0) si ottiene:

$$\mathbf{H}^{(0)'}\mathbf{R}^{-1} \begin{bmatrix} z_1 - (h_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)})) + \Delta x_1^{(0)} \frac{\partial h_1^{(0)}}{\partial x_1} + \Delta x_2^{(0)} \frac{\partial h_1^{(0)}}{\partial x_2} \\ z_2 - (h_2(x_1^{(0)}, x_2^{(0)})) + \Delta x_1^{(0)} \frac{\partial h_2^{(0)}}{\partial x_1} + \Delta x_2^{(0)} \frac{\partial h_2^{(0)}}{\partial x_2} \\ z_3 - (h_3(x_1^{(0)}, x_2^{(0)})) + \Delta x_1^{(0)} \frac{\partial h_3^{(0)}}{\partial x_1} + \Delta x_2^{(0)} \frac{\partial h_3^{(0)}}{\partial x_2} \\ z_4 - (h_4(x_1^{(0)}, x_2^{(0)})) + \Delta x_1^{(0)} \frac{\partial h_4^{(0)}}{\partial x_1} + \Delta x_2^{(0)} \frac{\partial h_4^{(0)}}{\partial x_2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.36)$$

Riorganizzando il sistema e considerando la generica iterazione i questo diventa:

$$\mathbf{H}^{(i)'}\mathbf{R}^{-1} \begin{bmatrix} z_1 - (h_1(x_1^{(i)}, x_2^{(i)})) \\ z_2 - (h_2(x_1^{(i)}, x_2^{(i)})) \\ z_3 - (h_3(x_1^{(i)}, x_2^{(i)})) \\ z_4 - (h_4(x_1^{(i)}, x_2^{(i)})) \end{bmatrix} = \mathbf{H}^{(i)'}\mathbf{R}^{-1}\mathbf{H}^{(i)} \begin{bmatrix} \Delta x_1^{(i)} \\ \Delta x_2^{(i)} \end{bmatrix} \quad (3.37)$$

E' ovvio che per poter considerare  $x_1^{(i)}, x_2^{(i)} = \hat{x}_1$  e  $\hat{x}_2$  i valori di  $\Delta x_1^{(i)}$  e di  $\Delta x_2^{(i)}$  devono essere prossimi allo 0.

Ricordando che  $\mathbf{G} = \mathbf{H}'\mathbf{W}\mathbf{H}$ , si può esplicitare il processo iterativo nella seguente forma:

$$\begin{bmatrix} x_1^{(i+1)} \\ x_2^{(i+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_1^{(i)} \\ x_2^{(i)} \end{bmatrix} + \mathbf{G}^{-1}\mathbf{H}^{(i)'}\mathbf{R}^{-1} \begin{bmatrix} z_1 - (h_1(x_1^{(i)}, x_2^{(i)})) \\ z_2 - (h_2(x_1^{(i)}, x_2^{(i)})) \\ z_3 - (h_3(x_1^{(i)}, x_2^{(i)})) \\ z_4 - (h_4(x_1^{(i)}, x_2^{(i)})) \end{bmatrix} \quad (3.38)$$

Il processo iterativo si considera concluso non appena i  $\Delta x$  risultano tutti inferiori ad una certa tolleranza  $\varepsilon$ :

$$\Delta x_k^{(i)} \leq \varepsilon \quad \forall k \quad (3.39)$$

Tutto quello che è stato appena descritto può essere riassunto nel seguente schema a blocchi [36]:

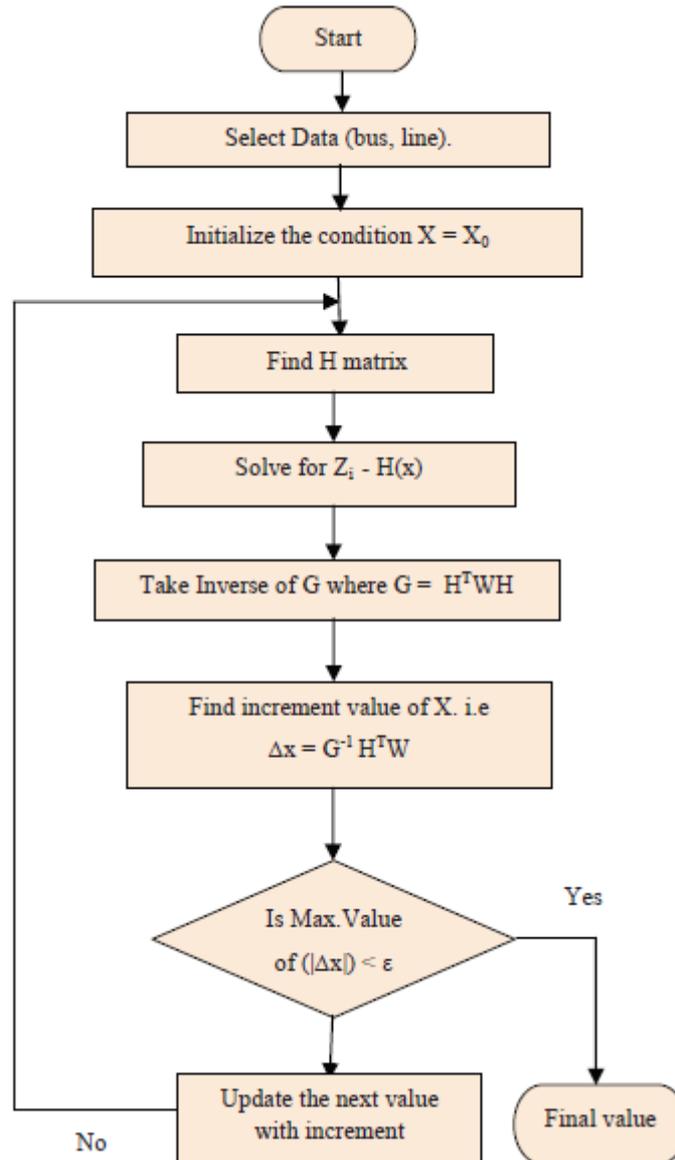


Figura 6: Schema a blocchi del metodo di stima dei minimi quadrati pesati [36]

L'assenza di una soluzione di stima dello stato può causare guasti o blackout in cascata in aree locali e/o regionali per periodi di tempo considerevoli. La robustezza e l'affidabilità di tale stima è un problema critico per i servizi di pubblica utilità.

### 3.5 La struttura della matrice H per i sistemi elettrici

Una applicazione della stima dello stato nei sistemi elettrici sicuramente richiederà un certo numero di misure disponibili  $N_m$  e di variabili di stato  $N_s=2n-1$  (con  $n$  si indica il numero dei nodi e il  $-1$  indica che un angolo, tipicamente quello di saldo, non è una variabile ma è assunto come riferimento per gli altri).

La matrice H sarà perciò una matrice rettangolare di dimensioni  $N_m \times N_s$  del tipo:

$$H_{ij} = \frac{\partial h_i}{\partial x_j} \quad (3.40)$$

E' importante tener conto del fatto che la stima dello stato può essere eseguita sia con dati in pu o dimensionali, verificando che siano coerenti tra loro e con i valori indicati per le varianze.

Come valore iniziale per le  $x$  si usa solitamente il *flat-start*, ovvero si pongono tutte le tensioni pari a 1 pu e tutti gli angoli pari a zero.

Un set di misure si definisce *pieno* quando sono disponibili tutte le seguenti misure:

- Potenze attive e reattive di transito ai nodi di partenza ed arrivo di tutte le linee ( $P_{ij}$ ,  $Q_{ij}$ ,  $P_{ji}$ ,  $Q_{ji}$ ).
- Potenze attive e reattive per tutti i nodi ( $P_i$ ,  $Q_i$ ).
- Tensioni in modulo per tutti i nodi ( $V_m$ ).

Nel caso in cui vi fossero  $nb$  rami e  $n$  nodi nella rete, la matrice H avrà dimensioni  $(3n+4nb) \times (2n-1)$ .

Si definisce inoltre il *fattore di ridondanza* come il rapporto  $N_m/N_s$ , valore che sarà sicuramente maggiore di uno e che per set di misure piene raggiunge valori compresi fra 4 e 5. Avere il set di misure pieno può essere svantaggioso dal punto di vista computazionale, in particolare nei casi di sistemi di elevate dimensioni.

Nel caso particolare in cui si abbia  $N_m=N_s$  non vi è alcun fattore di ridondanza e tutte le misure sono usate direttamente. Inoltre la matrice dei pesi perde di significato e nel caso in cui manchi anche una sola delle misure il sistema diventa irrisolvibile. E' quindi necessaria un'adeguata ridondanza per eseguire una corretta stima dello stato.

Si vanno ora a definire le formule analitiche per il calcolo dei singoli elementi della matrice H partendo dalla definizione della *matrice delle ammettenze*, la quale rappresenta l'analisi nodale della rete e ne descrive i vincoli interni:

$$\begin{aligned}\bar{I} &= \bar{Y}\bar{V} \\ \bar{Y}_{ij} &= -\bar{y}_{ij} \\ \bar{Y}_{ii} &= \sum_{j=0}^n \bar{y}_{ij}\end{aligned}\tag{3.41}$$

Con 0 si indica il nodo di neutro.

Si passa ora a definire le formule delle potenze iniettate e di transito nella rete, utilizzando le coordinate polari:

$$\begin{aligned}P_i &= |V_i|^2 G_{ii} + \sum_{n \neq i} |V_i V_n Y_{in}| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \\ Q_i &= - \left\{ |V_i|^2 B_{ii} + \sum_{n \neq i} |V_i V_n Y_{in}| \sin(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \right\} \\ P_{ij} &= -|V_i|^2 G_{ij} + |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \\ Q_{ij} &= - \left\{ |V_i|^2 \left( \frac{B'_{ij}}{2} - B_{ij} \right) + |V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \right\}\end{aligned}\tag{3.42}$$

In cui gli elementi B e G rappresentano le suscettanze e le conduttanze degli elementi di  $\bar{Y}$ , mentre  $B'_{ij}$  rappresenta la suscettanza trasversale della linea ij. Gli angoli  $\theta$  sono invece degli angoli degli elementi di  $\bar{Y}$  mentre gli angoli  $\delta$  sono le fasi delle tensioni nodali.

Le potenze di transito che vanno dal bus j al bus i si ottengono invertendo i pedici delle tensioni e degli angoli.

Si riportano ora le derivate delle misure disponibili (supponiamo set di misure pieno) rispetto ai moduli e alle fasi delle tensioni:

$$\tag{3.43}$$

$\frac{\partial  V_i }{\partial \delta_j} = 0 \quad \forall i, j$	$\frac{\partial  V_i }{\partial  V_j } = 0 \quad \forall i \neq j$  $\frac{\partial  V_i }{\partial  V_i } = 1$
$\frac{\partial \delta_i}{\partial \delta_j} = 0 \quad \forall i \neq j$  $\frac{\partial \delta_i}{\partial \delta_i} = 1$	$\frac{\partial \delta_i}{\partial  V_j } = 0 \quad \forall i, j$
$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} =  V_i V_j Y_{ij}  \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$  $\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{n \neq i}  V_i V_n Y_{in}  \sin(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i)$	$\frac{\partial P_i}{\partial  V_j } =  V_i Y_{ij}  \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$  $\frac{\partial P_i}{\partial  V_i } = 2V_i G_{ii} + \sum_{n \neq i}  V_i V_n Y_{in}  \sin(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i)$
$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = - V_i V_j Y_{ij}  \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$  $\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{n \neq i}  V_i V_n Y_{in}  \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i)$	$\frac{\partial Q_i}{\partial  V_j } = - V_i Y_{ij}  \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$  $\frac{\partial Q_i}{\partial  V_i } = -2V_i B_{ii} - \sum_{n \neq i}  V_n Y_{in}  \sin(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i)$
$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_j} = - V_i V_j Y_{ij}  \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$	$\frac{\partial P_{ij}}{\partial  V_j } =  V_i Y_{ij}  \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$

$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_i} =  V_i V_j Y_{ij}  \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$	$\frac{\partial P_{ij}}{\partial  V_i } = 2 V_i G_{ij} +  V_j Y_{ij}  \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$
$\frac{\partial P_{ji}}{\partial \delta_j} =  V_i V_j Y_{ij}  \sin(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j)$	$\frac{\partial P_{ji}}{\partial  V_j } = 2 V_j G_{ij} +  V_i Y_{ij}  \cos(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j)$
$\frac{\partial P_{ji}}{\partial \delta_i} = - V_i V_j Y_{ij}  \sin(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j)$	$\frac{\partial P_{ji}}{\partial  V_i } =  V_j Y_{ij}  \cos(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j)$
$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta_j} = - V_i V_j Y_{ij}  \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$	$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial  V_j } = - V_i Y_{ij}  \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$
$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta_i} =  V_i V_j Y_{ij}  \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$	$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial  V_i } = -2 V_i  \left( \frac{B'_{ij}}{2} - B_{ij} \right) -  V_j Y_{ij}  \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$
$\frac{\partial Q_{ji}}{\partial \delta_j} =  V_i V_j Y_{ij}  \cos(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j)$	$\frac{\partial Q_{ji}}{\partial  V_j } = -2 V_j  \left( \frac{B'_{ij}}{2} - B_{ij} \right) -  V_i Y_{ij}  \sin(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j)$
$\frac{\partial Q_{ji}}{\partial \delta_i} = - V_i V_j Y_{ij}  \cos(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j)$	$\frac{\partial Q_{ji}}{\partial  V_i } = - V_j Y_{ij}  \sin(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j)$

Come si evince dalla tabella, la matrice  $\mathbf{H}$  può essere suddivisa in 16 sottomatrici in base al tipo di derivata e ogni sottomatrice può essere calcolata singolarmente.

Si può notare che la matrice  $\mathbf{H}$  è una matrice sparsa dove la maggior parte degli elementi sono nulli e per questo sono state sviluppate teorie per prevedere la posizione degli zeri

in modo da evitare di invertire direttamente la matrice, aumentando così l'efficienza di calcolo.

Nel caso in cui il set di misure non sia pieno, le righe della matrice **H** corrispondenti alle misure mancanti vengono eliminate.

E' sempre necessario specificare almeno un valore per il modulo delle tensioni in modo da stabilire il livello di tensione del sistema.

## CAPITOLO 4: La stima dello stato con il software Matpower

In questa tesi è stato utilizzato il software open-source **Matpower**, sviluppato da *Ray D. Zimmerman, Carlos E. Murillo-Sánchez et al.* presso la Cornell University [2].

Matpower è un software composto da un pacchetto di M-files per MATLAB® avente lo scopo di risolvere problemi di loadflow e loadflow ottimo. E' uno strumento utile per le simulazioni effettuate da ricercatori e professori, il quale cerca di ottenere dei risultati di calcolo soddisfacenti mantenendo al contempo il codice semplice da capire e modificare. All'interno dei files di Matpower vi è un programma di calcolo, ideato da Rui Bo, dedicato esclusivamente alla stima dello stato che presenta le seguenti caratteristiche:

- E' presente un'interfaccia esclusiva per la stima dello stato.
- Sono possibili 8 tipi di misure, in particolare tensioni in modulo e in fase, potenze attive e reattive iniettate ai nodi, potenze attive e reattive in transito ad entrambi gli estremi della linea (indicati rispettivamente con  $V_m$ ,  $V_a$ ,  $P_g$ ,  $Q_g$ ,  $P_f$ ,  $P_t$ ,  $Q_f$ ,  $Q_t$ ).
- Sono utilizzabili specifiche varianze per ogni misura effettuata.
- E' presente un sistema di controllo che si occupa di verificare l'integrità dei dati in ingresso.
- E' presente un sistema di controllo sull'osservabilità del sistema, il quale identifica alcune possibili cause di non osservabilità (presenza di variabili non coinvolte, variabili linearmente indipendenti, ecc.) e fornisce all'utente indicazioni su come modificare il set di misure che è disponibile.
- Sono presenti commenti esplicativi all'interno del codice.

Matpower però, a differenza della trattazione teorica affrontata nel precedente capitolo, non consente di effettuare test per l'identificazione di bad data.

## 4.1 Input data

Per utilizzare in maniera corretta il programma è necessario definire un modello di rete in un file specifico. In particolare tale modello è una struttura costituita, a sua volta, da 5 sottostrutture:

- *case.baseMVA*: fornisce il valore della potenza apparente di base della rete, da usare nelle trasformazioni in pu.
- *case.bus*: descrive tutti i nodi presenti nella rete e le loro caratteristiche. Tale sottostruttura è una matrice in cui ad ogni nodo corrisponde una riga e per ogni nodo sono indicate le seguenti proprietà: numero identificativo del bus, tipologia del bus per il loadflow (PQ, PV, Saldo), potenza attiva e reattiva dei carichi connessi (vengono trattati come dati noti nella stima dello stato), ammettenza shunt del nodo, numero dell'area di riferimento (utile solamente nel caso in cui la rete sia suddivisa in tante aree diverse), modulo e fase della tensione (proprietà utilizzate solo in particolari tipi di calcolo), tensione nominale del nodo, valori di tensione massimi e minimi accettabili (utili solo nel caso di loadflow limitati).
- *case.gen*: contiene le informazioni di tutti i generatori presenti nel sistema. Come nella sottostruttura precedente, ad ogni riga corrisponde un diverso generatore il quale possiede le seguenti proprietà: numero del bus a cui è connesso, potenza attiva e reattiva iniettate nella rete (dati utilizzati nel loadflow e non nella stima dello stato), limiti di potenza attiva e reattiva generati, set point di tensione, potenza apparente di base della macchina e status (un valore pari a 1 o 0 in base allo stato del generatore, rispettivamente connesso o non connesso). Per alcune simulazioni è possibile inserire anche dei dati riguardanti le curve di capability e la dinamica della macchina.
- *case.branch*: contiene i dati dei rami del sistema che sono bus from e to ai quali è collegata la linea, impedenza longitudinale, suscettanza totale trasversale, potenza apparente nominale (lungo termine, breve termine e di emergenza) e status. E' necessario notare che anche i trasformatori sono considerati come dei rami e perciò sono inserite delle proprietà aggiuntive come il rapporto di trasformazione se diverso da quello nominale (utile specialmente per i

trasformatori a rapporto variabile) e l'angolo di shift tra tensione al bus from e al bus to (corrispondente al gruppo del trafo).

- *case.gencost*: definisce i costi di generazione dei vari generatori presenti, per risolvere problemi di dispacciamento economico. Questa sottostruttura non viene utilizzata.

Entrando nello specifico del programma di risoluzione della stima dello stato, è indispensabile definire altre tre strutture che contengano i dati inerenti alle misure disponibili.

Ogni struttura contiene 8 vettori, uno per ogni tipologia di misura (Pf, Pt, Pg, Va, Qf, Qt, Qg, Vm).

- *idx*: ognuno degli 8 vettori di questa struttura contiene gli indici di riferimento di bus, generatori e rami a cui fanno riferimento le misure disponibili.
- *measure*: tale struttura contiene i valori delle misure indicate come disponibili dagli indici della struttura *idx*.
- *sigma*: contiene le deviazioni standard da considerare nel calcolo dei fattori di peso per ogni singola misura effettuata.

#### 4.2 Calcolo della matrice delle ammettenze Ybus

Matpower esegue la stima dello stato sfruttando il metodo dei minimi quadrati pesati, usando le tensioni nodali in forma polare come variabili di stato pertanto la base teorica è quella trattata nel precedente capitolo. Una trattazione specifica deve essere fatta per i metodi di calcolo della matrice delle ammettenze e della matrice H che, essendo delle matrici molto vaste, ricorrono a metodi diversi da quelli definiti nel capitolo 3 per consentire una migliore efficienza di calcolo.

Innanzitutto Matpower calcola i 4 vettori delle ammettenze che consentono di ricavare le correnti di transito ai bus from e to per ogni linea mediante la seguente equazione:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_f \\ \bar{I}_t \end{bmatrix} = \mathit{diag} \begin{bmatrix} \bar{Y}_{ff} & \bar{Y}_{ft} \\ \bar{Y}_{tf} & \bar{Y}_{tt} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}'_f & \bar{V}'_f \\ \bar{V}'_t & \bar{V}'_t \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

Dove  $\bar{I}_f$  e  $\bar{I}_t$  sono i vettori colonna delle correnti che vengono iniettate ai bus from e to di ogni linea, i vettori  $\bar{Y}$  sono i vettori colonna che vengono ricercati e i vettori  $\bar{V}'_f$  e  $\bar{V}'_t$  sono i vettori colonna delle tensioni delle linee ai corrispettivi bus from e to trasposti.

Le righe di codice che consentono il calcolo dei vettori  $\bar{Y}$  sono le seguenti:

```

stat = branch(:, BR_STATUS);           %% ones at in-service branches
Ys = stat ./ (branch(:, BR_R) + 1j * branch(:, BR_X)); %% series admittance
Bc = stat .* branch(:, BR_B);          %% line charging susceptance
tap = ones(nl, 1);                     %% default tap ratio = 1
i = find(branch(:, TAP));               %% indices of non-zero tap ratios
tap(i) = branch(i, TAP);                %% assign non-zero tap ratios
tap = tap .* exp(1j*pi/180 * branch(:, SHIFT)); %% add phase shifters
Ytt = Ys + 1j*Bc/2;
Yff = Ytt ./ (tap .* conj(tap));
Yft = - Ys ./ conj(tap);
Ytf = - Ys ./ tap;

```

Come prima cosa si crea il vettore delle ammettenze longitudinali  $Y_s$  e delle conduttanze trasversali  $B_c$  per ogni linea. Successivamente si genera il vettore  $tap$  (con  $nl$  si intende il numero di linee presenti) i cui elementi sono unitari per gli indici delle linee e per i trasformatori funzionanti a rapporto nominale mentre rappresentano il rapporto di trasformazione in pu rispetto a quello nominale per gli indici dei trasformatori funzionanti a rapporto variabile.

A questo punto è possibile calcolare i vettori  $\bar{Y}$  utilizzando il classico modello a pi-greco delle linee. E' possibile notare che  $Y_{ff}$  è diviso per gli elementi di  $tap$  in modo che i  $\Delta V$  utilizzati per i calcoli delle correnti ai bus from del trasformatore siano ridotti in maniera opportuna in presenza di rapporti di trasformazione maggiori di quelli nominali (si sta lavorando in pu), in questo modo rimane valida l'interpretazione del trasformatore come una semplice ammettenza.

Inoltre i vettori  $Y_{ft}$  e  $Y_{ff}$  devono essere divisi per i coniugati degli elementi  $tap$  in modo che le correnti del bus from risultino minori (e anche in anticipo) per compensare l'aumento di tensione al bus from, garantendo in questo modo un bilancio della potenza in pu.

Il passo successivo è generare due matrici  $\bar{Y}_f$  e  $\bar{Y}_t$  che diano i valori delle correnti iniettate nelle linee ai bus from e to se moltiplicate per il vettore delle tensioni completo, nel modo seguente:

$$\begin{aligned}\bar{I}_f &= \bar{Y}_f \bar{V} \\ \bar{I}_t &= \bar{Y}_t \bar{V}\end{aligned}\tag{4.2}$$

Il codice utilizzato è:

```
i = [1:nl; 1:nl]';
f = branch(:, F_BUS);           %% list of "from" buses
t = branch(:, T_BUS);           %% list of "to" buses
Yf = sparse(i, [f; t], [Yff; Yft], nl, nb);
Yt = sparse(i, [f; t], [Ytf; Ytt], nl, nb);
```

In cui f e t sono i vettori degli indici dei bus from e to di ogni linea mentre i valori di nl e nb costituiscono il numero delle linee e dei nodi.

Matpower non ha fatto altro che riformulare la matrice dell'equazione (4.1) in modo da potervi moltiplicare direttamente il vettore di tutte le tensioni nodali.

In seguito viene creato un vettore di dimensione nb×1 contenente le ammettenze shunt per ogni nodo e le due matrici delle connessioni per i due bus from e to:

```
Ysh = (bus(:, GS) + 1j * bus(:, BS)) / baseMVA; %% vector of shunt admittances
%% build connection matrices
Cf = sparse(1:nl, f, ones(nl, 1), nl, nb);      %% connection matrix for line
                                                &from buses
Ct = sparse(1:nl, t, ones(nl, 1), nl, nb);      %% connection matrix for line
                                                & to buses
```

Le matrici di connessione Cf e Ct sono matrici di dimensione nl×nb aventi un 1 sulla colonna del nodo from e to per ogni linea.

Infine si possono unire le matrici Yf, Yt e il vettore Ysh per generare la matrice delle ammettenze Ybus:

```
Ybus = Cf' * Yf + Ct' * Yt + diag(Ysh);
```

Poiché la matrice delle ammettenze è definita dall'equazione  $\bar{I} = \bar{Y}_{bus}\bar{V}$ , sarà sufficiente sommare tutte le correnti iniettate nei nodi e raccogliere il vettore delle tensioni.

### 4.3 Calcolo della Matrice H

La matrice H viene creata da Matpower in blocchi che vengono poi successivamente uniti. Ogni blocco caratterizza la derivata di un dato tipo di misura rispetto ad un gruppo di variabili di stato (modulo e fasi delle tensioni), seguendo la struttura indicata nelle equazioni (3.43).

Si valutano ora le derivate delle potenze iniettate ai nodi rispetto alle tensioni.

Il vettore delle potenze complesse iniettate ai nodi è ottenuto nel seguente modo:

$$S = \text{diag}(V) * \text{conj}(I_{bus}) = \text{diag}(\text{conj}(I_{bus})) * V \quad (4.3)$$

Valutando le derivate di V ed I rispetto a  $V_m$  e a  $V_a$  è possibile ricostruire le derivate di S. Si valutano in primis le derivate di V:

$$\begin{aligned} dV/dV_m &= \text{diag}(V./\text{abs}(V)) \\ dV/dV_a &= j * \text{diag}(V) \end{aligned} \quad (4.4)$$

si valutano ora le derivate di I:

$$\begin{aligned} dI/dV_m &= Y_{bus} * dV/dV_m = Y_{bus} * \text{diag}(V./\text{abs}(V)) \\ dI/dV_a &= Y_{bus} * dV/dV_a = Y_{bus} * j * \text{diag}(V) \end{aligned} \quad (4.5)$$

Successivamente si passa alla valutazione delle derivate di S rispetto a  $V_m$ :

$$\begin{aligned} dS/dV_m &= \text{diag}(V) * \text{conj}(dI/dV_m) + \text{diag}(\text{conj}(I_{bus})) * dV/dV_m \\ &= \text{diag}(V) * \text{conj}(Y_{bus} * \text{diag}(V./\text{abs}(V))) + \dots \\ &\dots + \text{conj}(\text{diag}(I_{bus})) * \text{diag}(V./\text{abs}(V)) \end{aligned} \quad (4.6)$$

E delle derivate di S rispetto a  $V_a$ :

$$\begin{aligned}
dS/dVa &= \text{diag}(V) * \text{conj}(dI/dVa) + \text{diag}(\text{conj}(I_{bus})) * dV/dVa & (4.7) \\
&= \text{diag}(V) * \text{conj}(Y_{bus} * j * \text{diag}(V)) + \text{conj}(\text{diag}(I_{bus})) * j * \text{diag}(V) \\
&= -j * \text{diag}(V) * \text{conj}(Y_{bus} * \text{diag}(V)) + \text{conj}(\text{diag}(I_{bus})) * j * \text{diag}(V) \\
&= j * \text{diag}(V) * \text{conj}(\text{diag}(I_{bus}) - Y_{bus} * \text{diag}(V))
\end{aligned}$$

In modo analogo si possono valutare le derivate delle potenze di transito, iniziando dalle Sfrom:

$$S_f = \text{diag}(V_f) * \text{conj}(I_f) = \text{diag}(\text{conj}(I_f)) * V_f \quad (4.8)$$

Come nel precedente caso si possono valutare le derivate di  $V_f$  e  $I_f$  per poi ottenere le derivate di  $S_f$ . Si inizia partendo dalle derivate di  $V_f$ :

$$\begin{aligned}
dV_f/dV_m &= \text{sparse}(1:n_l, f, V(f) ./ \text{abs}(V(f))) & (4.9) \\
dV_f/dV_a &= \text{sparse}(1:n_l, f, j * V(f)) = j * \text{sparse}(1:n_l, f, V(f));
\end{aligned}$$

Si valutano poi le derivate di  $I_f$ :

$$\begin{aligned}
dI_f/dV_m &= Y_f * dV/dV_m = Y_f * \text{diag}(V ./ \text{abs}(V)) & (4.10) \\
dI_f/dV_a &= Y_f * dV/dV_a = Y_f * j * \text{diag}(V)
\end{aligned}$$

A questo punto si passa a valutare le derivate di  $S_f$  rispetto a  $V_m$ :

$$\begin{aligned}
dS_f/dV_m &= \text{diag}(V_f) * \text{conj}(dI_f/dV_m) + \text{diag}(\text{conj}(I_f)) * dV_f/dV_m & (4.11) \\
&= \text{diag}(V_f) * \text{conj}(Y_f * \text{diag}(V ./ \text{abs}(V))) \dots + \\
&\dots + \text{conj}(\text{diag}(I_f)) * \text{sparse}(1:n_l, f, V(f) ./ \text{abs}(V(f)))
\end{aligned}$$

E le derivate di  $S_f$  rispetto a  $V_a$ :

$$\begin{aligned}
dS_f/dV_a &= \text{diag}(V_f) * \text{conj}(dI_f/dV_a) + \text{diag}(\text{conj}(I_f)) * dV_f/dV_a & (4.12) \\
&= \text{diag}(V_f) * \text{conj}(Y_f * j * \text{diag}(V)) \dots \\
&\dots + \text{conj}(\text{diag}(I_f)) * j * \text{sparse}(1:n_l, f, V(f)) \\
&= -j * \text{diag}(V_f) * \text{conj}(Y_f * \text{diag}(V)) \dots + \\
&\dots + j * \text{conj}(\text{diag}(I_f)) * \text{sparse}(1:n_l, f, V(f)) \\
&= j * (\text{conj}(\text{diag}(I_f)) * \text{sparse}(1:n_l, f, V(f)) \dots - \\
&\dots - \text{diag}(V_f) * \text{conj}(Y_f * \text{diag}(V)))
\end{aligned}$$

Ovviamente le derivate parziali delle potenze di transito ai bus to vengono ricavate in modo analogo utilizzando la matrice  $Y_t$  al posto di  $Y_f$ .

Una volta ottenute le derivate delle potenze complesse risulta immediato estrarre le derivate di  $P$  e  $Q$  e costruire la matrice  $H$ .

#### 4.4 Osservabilità della rete

Come già precedentemente detto, per poter eseguire una buona stima dello stato la prima condizione necessaria è che il numero delle misure disponibili sia maggiore o uguale al numero delle variabili di stato. Purtroppo questa condizione non è sufficiente per garantire l'*osservabilità* del sistema che, invece, richiede condizioni più specifiche.

Nel capitolo 3 si è visto che per risolvere la stima dello stato è necessario invertire la matrice del guadagno  $G = H'WH$  la quale è una matrice simmetrica di dimensioni  $(2n-1) \times (2n-1)$ . Per ottenere una matrice  $G$  invertibile è necessario che il suo determinante sia non nullo e ciò si ha quando il rango di  $H$  è massimo. Poiché la matrice  $H$  è rettangolare e il numero di misure disponibili deve essere maggiore o uguale al numero delle variabili di stato, la condizione di osservabilità del sistema può essere espressa mediante la seguente equazione:

$$\text{rank}(H) = 2n - 1 \quad (4.13)$$

Nella quale  $n$  rappresenta il numero dei nodi della rete.

Nel caso in cui il determinante di  $H$  non sia massimo saranno sicuramente presenti una o più colonne linearmente dipendenti (cioè una colonna può essere interamente nulla, linearmente dipendente da un'altra o da un gruppo di esse).

Ogni colonna di  $H$  rappresenta le derivate parziali delle misure disponibili rispetto ad una specifica variabile di stato; le derivate non nulle sono solo quelle che riguardano misure effettuate sul nodo stesso, sulle linee collegate ad esso oppure sui nodi all'altra estremità di tali linee (nodi adiacenti).

Il fatto che una colonna sia interamente nulla indica che non sono presenti misure in prossimità di un certo nodo rendendo questo un "nodo buio" e non consentendo la risoluzione della stima. In modo analogo, se una colonna è linearmente dipendente da

un'altra o da un gruppo di esse significa che sono presenti dei nodi interessati da delle misure, ma con una fascia di rete "buia" che li separa dai restanti nodi.

Risulta di fondamentale importanza scegliere nella maniera più accurata possibile le misure da effettuare, in modo che siano correttamente distribuite in tutta la rete.

Matpower possiede un controllo piuttosto basilare sull'osservabilità della rete che valuta la condizione sul rango di  $H$  e identifica eventuali colonne nulle o linearmente dipendenti dalle altre, fermando il programma e notificandole all'utente mediante un messaggio di errore.

Ciò che non riesce a fare Matpower però è implementare dei calcoli per l'identificazione di cluster di nodi "bui" (ovvero insiemi di colonne linearmente dipendenti in un numero maggiore di due), limitandosi solo a fornire un generico messaggio di errore sulla non osservabilità. Questo fatto può rendere problematica l'identificazione del problema, in particolare per sistemi di grosse dimensioni.

## **CAPITOLO 5: Descrizione del caso di studio AMAIE**

### **5.1 Il progetto SMARTGEN**

Il progetto Smartgen è un progetto di ricerca che è stato finanziato nell'ambito della Ricerca di Sistema Elettrico con il bando del 12 dicembre 2008 del Ministero dello Sviluppo Economico (graduatoria decreto 16 febbraio 2010). Questo progetto si è svolto tra il giugno 2011 e il giugno 2014 ed è stato sviluppato da un consorzio pubblico-privato formato dalle aziende Enel Ingegneria e Ricerca, s.d.i S.p.A, Softeco Sismat s.r.l e dalle Università di Genova (DITEN) e di Bologna (DIE).

Gli obiettivi del progetto sono successivamente elencati:

- Integrazione di sistemi esistenti e/o lo sviluppo di sistemi adatti a consentire la fornitura di servizi ausiliari quali la regolazione e il controllo della potenza attiva e reattiva, qualità del servizio, ripristino del servizio, partecipazione al mercato elettrico oltre alla fornitura del servizio principale di energia elettrica.
- Programmazione e gestione ottimale di complessi di generazione e carico (microgrid) effettuata tramite dispositivi intelligenti integrati in grado di misurare in tempo reale la produzione, i consumi di energia e la gestione, mediante opportuni algoritmi di ottimizzazione e regolazione, dello scambio bidirezionale di energia nelle reti di distribuzione. Per lo scambio bidirezionale si utilizza un supervisore che consente ai generatori e ai carichi di essere visti dalla rete come fornitori di servizi principali (energia e capacità) e ausiliari (regolazioni, riserve, ecc.).
- Definizione dell'architettura e delle specifiche per lo sviluppo di un DMS capace di gestire reti elettriche di distribuzione nelle quali sono presenti generatori e carichi controllabili.
- Raccolta di informazioni che costituiscono lo stato dell'arte della rete e che identifichino lo sviluppo più recente delle tecnologie, sia dal punto di vista dei sistemi di microgenerazione e generazione distribuita, sia dal punto di vista delle architetture (hardware) e degli algoritmi (software) idonei ad essere integrati in sistemi intelligenti di gestione delle reti elettriche di distribuzione.

- Realizzazione di procedure dimostrative basate su sistemi di generazione e accumulo interfacciati su una rete di bassa tensione su cui testare architetture di controllo appositamente designate, con particolare controllo dei flussi di potenza attiva e reattiva effettuato attraverso la gestione di generatori e fonti di accumulo. Sviluppo di un sistema di gestione delle reti di distribuzione attive capace di far operare la rete in isola, di gestire la connessione con altre reti e di mantenere il bilancio fra carico e generazione.
- Definizione, sviluppo e/o integrazione di strumenti esistenti, assemblaggio di un DMS capace di validare la fattibilità tecnica del progetto nel suo complesso, con lo scopo di realizzare un sistema potenzialmente industrializzabile e con un buon rapporto qualità/prezzo.
- Definizione delle caratteristiche di un sito dimostrativo in grado di consentire la sperimentazione di diverse configurazioni per la rete di Media Tensione (MT) (radiale, magliata, in isola), il test di nuove tecnologie e strategie di controllo e gestione per la rete di distribuzione. Un ulteriore obiettivo del sito è quello di sperimentare diversi sistemi di comunicazione tra i componenti della rete e sistemi di protezione innovativi.
- Dimostrazione dell'architettura e delle metodologie di gestione su reti simulate e su uno o più luoghi al fine di validarne le prestazioni con una campagna significativa di test e prove "in loco".
- Studio e redazione di un piano tecnico, economico e finanziario di sostenibilità e remuneratività industriale dettagliato della ingegnerizzazione dei risultati dello studio.

Uno dei siti dimostrativi utilizzati nell'ambito del progetto in studio è una parte della rete di distribuzione di Sanremo gestita da AMAIE S.p.A., la quale si sviluppa su circa metà del territorio comunale e comprende aree sia urbane che rurali [30].

La rete è composta da una cabina primaria AT/MT 132/15kV (struttura con doppia sbarra equipaggiata con 2 trasformatori da 40 MVA) da cui partono 10 linee MT gestite in assetto radiale. Tali linee sono sia in cavo che aeree e complessivamente raggiungono un'estensione di circa 115 km. La rete di MT è gestita con neutro compensato. Le cabine secondarie MT/BT 15/0,4 kV ammontano complessivamente 200 unità e di queste solo il

10% sono telecontrollate. Le funzioni ad oggi implementate su queste cabine sono solo comandi apri/chiedi ma in un futuro si pianifica di rendere operativa la funzione di ricerca automatica del tronco guasto. Le utenze alimentate sono all'incirca 30000, suddivise in:

- 27000 utenze domestiche.
- 3000 altri usi.
- 15 industriali (ospedale, casinò, depuratore, acquedotto ecc.).

In questa zona sono stati installati anche circa 40 impianti fotovoltaici aventi le seguenti caratteristiche:

- 1 da 500 kW connesso alla rete MT. Produzione e carico in linea sono quasi bilanciati e si presume che il flusso energetico si possa invertire durante il normale esercizio.
- 3 da 80 kW connessi alla rete BT.
- I restanti sono impianti da 3 kW orientati allo scambio sul posto.

Nell'ambito del progetto Smartgen sono state individuate due linee urbane da attrezzare con misuratori e da usare come test che sono la linea MT n°8 "Borgo" e la linea MT n°9 "Sede".

Sulla rete in studio, l'obiettivo del progetto è quello di studiare:

- Studio dei flussi di potenza con linee in assetto radiale e magliato.
- Analisi dei profili di tensione e delle congestioni in assenza di generazione distribuita e con presenza di fotovoltaico (connesso sia in BT che in MT).
- Benefici in termini di qualità della fornitura che i pannelli fotovoltaici possono portare in accordo alle nuove norme per la connessione di utenti attivi in BT (CEI 0-21).
- Studio e verifica di algoritmi di stima dello stato in reti di distribuzione.

## **5.2 Descrizione della rete utilizzata**

Di seguito è riportato lo schema della rete completa utilizzata nel caso di studio.

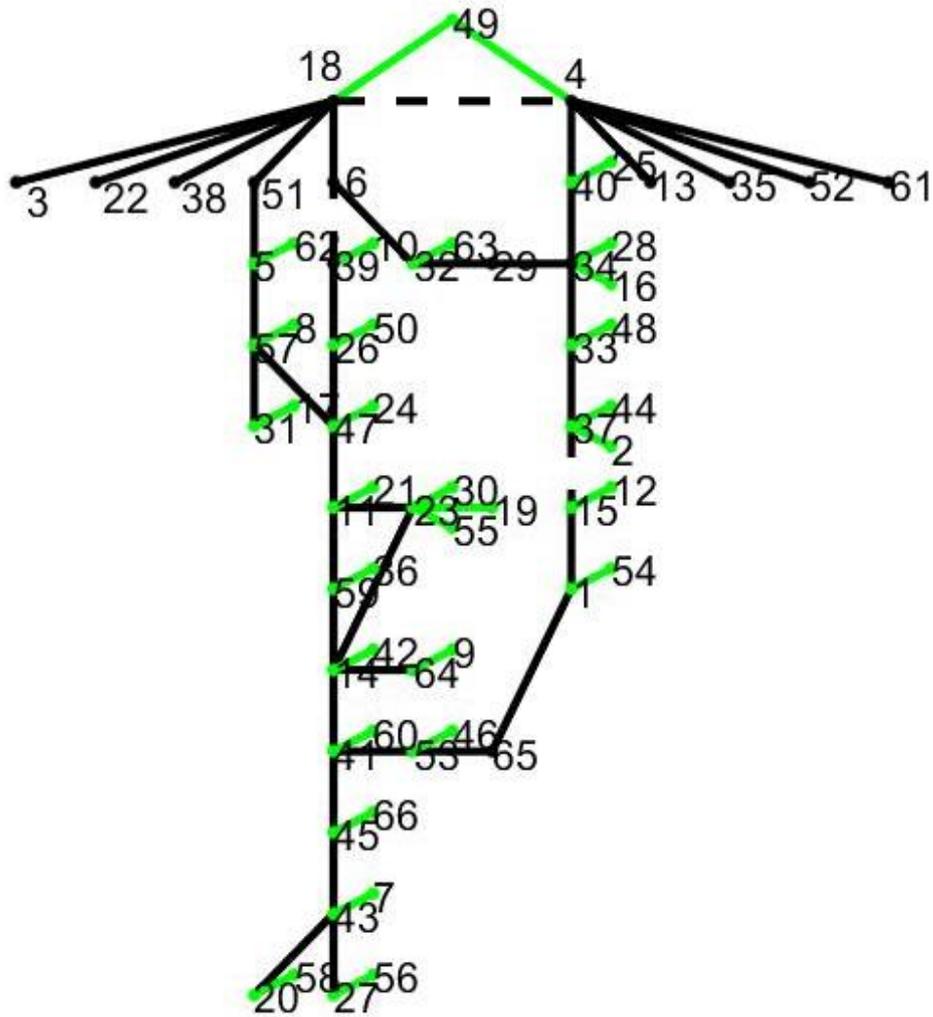


Figura 7: Rete completa AMAIE

Nella figura sono indicati i nodi di MT e AT con il loro numero identificativo in nero, i congiuntori con le linee tratteggiate nere ed i trasformatori in verde. La cabina primaria è composta dall'arrivo AT al bus 49, dai trasformatori abbassatori in verde, dalle due sbarre di MT 18 e 4 dalle quali partono i 10 feeder di MT.

I feeder oggetto di studio sono i 3 per cui è rappresentata tutta la dorsale mentre gli altri sono presenti solo per rappresentare nella maniera più corretta possibile il transito di potenza in cabina primaria e non vengono analizzate in questa trattazione.

Nella porzione di rete oggetto di studio sono presenti 27 trasformatori MT/BT che alimentano poi carichi di BT (la rete di BT non è oggetto di studio).

La successiva figura mostra la configurazione topologica adottata, recuperata da un set di dati storici effettivamente verificatosi.

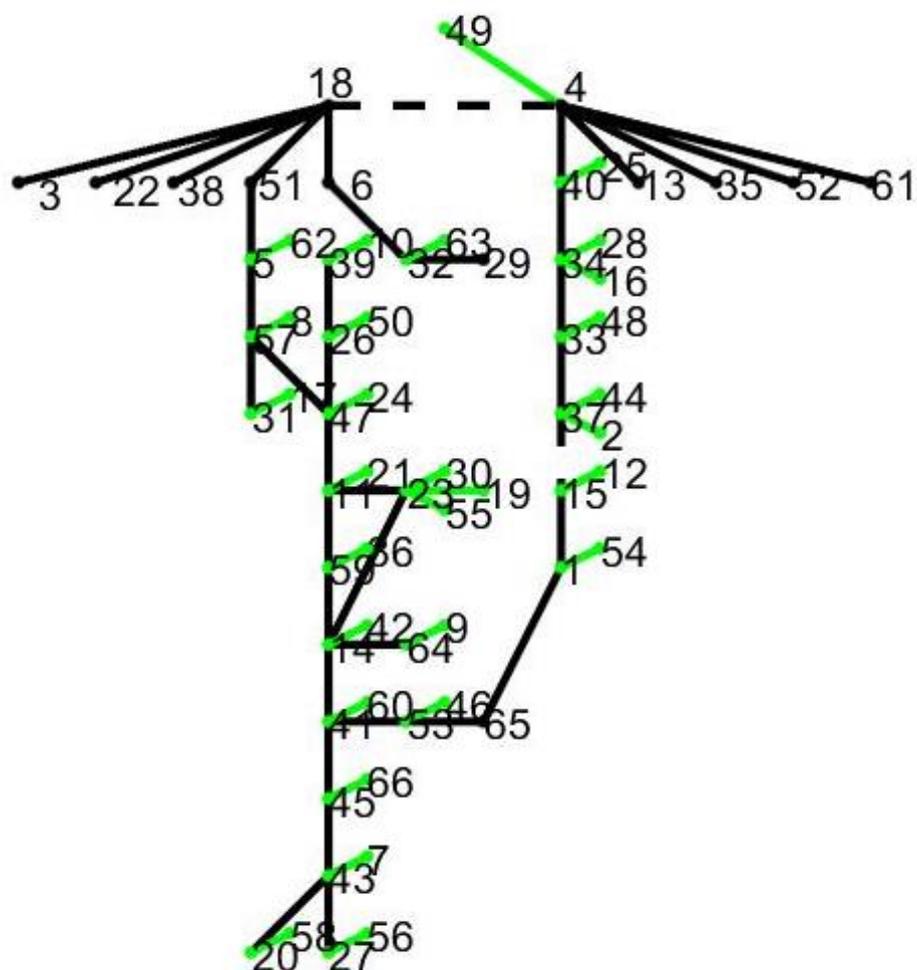


Figura 8: Configurazione considerata

Come descritto nei precedenti capitoli, la rete di distribuzione è esercita in modo radiale e sono quindi disattivati alcuni congiuntori e linee, oltre ad uno dei due trasformatori della cabina primaria.

Come si evince dalla Figura 8, i due sistemi di sbarre di MT di cabina primaria sono collegati da un congiuntore per il quale non sono disponibili i dati di impedenza. La scelta più ovvia sarebbe quella di interpretare tale elemento come una linea ad impedenza molto bassa (un ordine di grandezza inferiore a quello delle linee presenti), ma in base ai risultati ottenuti questa scelta causa dei problemi nell'algoritmo di risoluzione della matrice jacobiana H, comportando risultati grossolanamente errati in alcune simulazioni di stima dello stato.

Molto probabilmente questi errori sono dovuti alle grosse differenze di modulo degli elementi della matrice che possono causare la presenza di autovalori con molti ordini di grandezza di differenza e ciò può comportare problemi di troncamento nell'inversione della matrice H.

Si è osservato, dopo varie simulazioni, che eliminando il congiuntore ed esaminando i due sistemi di sbarre come un nodo unico il problema viene risolto.

Come descritto nel capitolo 4, è stato necessario definire una struttura costituente il *casefile* della rete, chiamata caseAMAIE.

Il valore di potenza di base utilizzato è 1 MVA ma bisogna tener conto del fatto che il software Matpower supporta solo sistemi monofase e quindi tutte le grandezze indicate sono valori di fase. Si deduce, di conseguenza, che in tutta la trattazione si fa *l'ipotesi di sistema simmetrico ed equilibrato* e quindi si utilizza un *sistema monofase equivalente*.

Si riportano nella successiva tabella i dati dei nodi della rete, escludendo i nodi dei feeder laterali e imponendo come nodo di saldo il 4, posto sul secondario del trasformatore di cabina primaria.

Tabella 1: matrice dei nodi AMAIE

bus	bus type	Gs	Bs	Vm	Va	basekV
1	1	0	0	1	0	8,660254
2	1	0	8,33E-05	1	0	0,23094
4	3	0	0	1	0	8,660254
5	1	0	0	1	0	8,660254
6	1	0	0	1	0	8,660254
7	1	0	8,33E-05	1	0	0,23094
8	1	0	0	1	0	0,23094
9	1	0	0	1	0	0,23094
10	1	0	4,17E-05	1	0	0,23094
11	1	0	0	1	0	8,660254
12	1	0	0	1	0	0,23094
14	1	0	0	1	0	8,660254
15	1	0	0	1	0	8,660254
16	1	0	8,33E-05	1	0	0,23094
17	1	0	8,33E-05	1	0	0,23094
19	1	0	0,00017	1	0	0,23094
20	1	0	0	1	0	8,660254
21	1	0	8,33E-05	1	0	0,23094
23	1	0	0	1	0	8,660254
24	1	0	0	1	0	0,23094
25	1	0	0,000167	1	0	0,23094
26	1	0	0	1	0	8,660254
27	1	0	0	1	0	8,660254
28	1	0	8,33E-05	1	0	0,23094
29	1	0	0	1	0	8,660254
30	1	0	0,000167	1	0	0,23094
31	1	0	0	1	0	8,660254
32	1	0	0	1	0	8,660254
33	1	0	0	1	0	8,660254
34	1	0	0	1	0	8,660254

36	1	0	4,17E-05	1	0	0,23094
37	1	0	0	1	0	8,660254
39	1	0	0	1	0	8,660254
40	1	0	0	1	0	8,660254
41	1	0	0	1	0	8,660254
42	1	0	4,17E-05	1	0	0,23094
43	1	0	0	1	0	8,660254
44	1	0	8,33E-05	1	0	0,23094
45	1	0	0	1	0	8,660254
46	1	0	4,17E-05	1	0	0,23094
47	1	0	0	1	0	8,660254
48	1	0	0	1	0	0,23094
50	1	0	0	1	0	0,23094
51	1	0	0	1	0	8,660254
53	1	0	0	1	0	8,660254
54	1	0	4,17E-05	1	0	0,23094
55	1	0	8,33E-05	1	0	0,23094
56	1	0	6,25E-05	1	0	0,23094
57	1	0	0	1	0	8,660254
58	1	0	0	1	0	0,23094
59	1	0	0	1	0	8,660254
60	1	0	8,33E-05	1	0	0,23094
62	1	0	8,33E-05	1	0	0,23094
63	1	0	0	1	0	0,23094
64	1	0	0	1	0	8,660254
65	1	0	0	1	0	8,660254
66	1	0	0	1	0	0,23094

Oltre al numero identificativo del nodo, ne è riportato il tipo (in base ai calcoli di load flow), dove 1 indica i nodi PQ, 2 i nodi PV, 3 il nodo di saldo. Sono poi riportate la conduttanza e la suscettanza shunt, in MW e Mvar rispetto ad una tensione nodale di 1 pu. Sono inoltre presenti le tensioni in modulo e fase, utilizzate per i calcoli di loadflow in base alla tipologia del nodo. Nell'ultima colonna è infine riportata la tensione nominale del nodo in kV espressa, come detto in precedenza, in valori di fase (8.66 kV corrispondono ai 15 kV concatenati e 0,23kV corrispondono ai 400 V).

Si passa ora a descrivere i generatori e i carichi presenti nella rete di studio: i generatori presenti sono due, quello della rete AT (per cui non è specificato alcun valore di potenza

essendo nodo di saldo, nodo 4) ed un generatore fotovoltaico connesso ad una delle linee non analizzate (nodo 21).

I carichi sono interpretati come generatori a potenza attiva negativa e sono quindi inclusi nella tabella dei generatori. Per la determinazione delle condizioni di carico della rete sono state fatte alcune ipotesi che la rendono la più possibile simile a quella che potrebbe essere una condizione di funzionamento media.

Le condizioni di carico della rete sono determinate utilizzando dei valori di carico massimi, assunti pari alla taglia dei relativi trasformatori per gli aggregati di carico BT e pari a dei valori storici disponibili per i 4 carichi collegati direttamente alla media tensione.

Per ogni carico viene poi generato un fattore di potenza random con distribuzione di probabilità uniforme attorno al valor medio di 0.8 con deviazione standard pari a 0.3 che, moltiplicato per il carico massimo, fornisce la potenza apparente effettiva.

Dalla potenza apparente e dal fattore di potenza si ricavano quindi i dati di potenza attiva e reattiva da usare per il loadflow. Per evitare deviazioni standard troppo piccole, valori di potenze attive e reattive sotto i 100 W / 100 var vengono considerate nulle. Piccoli valori di potenza potrebbero dare problemi di condizionamento della jacobiana nella risoluzione della stima.

Non sono riportati nella successiva tabella, ma è stato necessario aggiungere un generatore a potenza nulla per ogni nodo di connessione per imporre le condizioni di potenza iniettata nulla nella risoluzione della stima dello stato (*misure virtuali*).

L'unico generatore considerato è posto nella prima riga mentre i carichi nelle righe successive (potenza nominale con segno negativo).

Nella tabella per ogni generatore e carico è presente l'indice identificativo del generatore, il nodo a cui è connesso e la potenza apparente massima iniettata in rete in MVA (nulla per il generatore in quanto è nodo di saldo).

Tabella 2: matrice dei generatori e dei carichi AMAIE

gen	bus	Anom
1	4	0
2	17	-0,105
3	63	-0,08333
4	2	-0,13333
5	12	-0,08333
6	58	-0,08333
7	36	-0,14
8	28	-0,05
9	55	-0,08333
10	7	-0,105
11	16	-0,13333
12	21	-0,13333
13	10	-0,08333
14	8	-0,08333
15	48	-0,05333
16	50	-0,08333
17	60	-0,348
18	54	-0,105
19	62	-0,21
20	65	-0,21
21	44	-0,13333
22	37	-0,348
23	24	-0,105
24	25	-0,21
25	42	-0,08333
26	9	-0,05333
27	56	-0,08333
28	46	-0,13333
29	19	-0,21

L'ultima matrice da definire per determinare il caso di studio AMAIE è quella dei rami che include le linee e i trasformatori. Come detto anche in precedenza, i congiuntori chiusi sono interpretati come l'unione dei nodi alle estremità e quindi non rientrano nella matrice successiva. Inoltre non vengono considerati i feeder all'infuori delle tre dorsali oggetto di studio.

Tabella 3: matrice delle linee e dei trasformatori AMAIE

line	from	to	r	x	b	Anom	ratio	angle	status
1	11	47	0,001285	0,000941	0,005047	2,598076	0	0	1
2	47	57	0,000562	0,000494	0,002964	2,598076	0	0	1
3	43	45	0,001295	0,000398	0,001563	1,394301	0	0	1
4	29	32	0,001806	0,000537	0,002062	1,394301	0	0	1
5	32	6	0,002322	0,00069	0,002651	1,394301	0	0	1
6	39	26	0,000694	0,000508	0,002724	2,277647	0	0	1
7	4	6	0,001987	0,001731	0,010339	2,338269	0	0	1
8	37	33	0,000231	0,000203	0,001221	2,598076	0	0	1
9	14	23	0,000316	0,000231	0,001242	2,277647	0	0	0
10	11	23	0,001183	0,000866	0,004646	2,277647	0	0	1
11	57	5	0,000618	0,000506	0,002921	2,277647	0	0	1
12	41	45	3,06E-05	2,24E-05	0,00012	2,277647	0	0	1
13	41	53	0,000571	0,000418	0,002243	2,277647	0	0	1
14	57	31	0,001032	0,000307	0,001178	1,394301	0	0	1
15	43	20	0,000929	0,000276	0,00106	1,394301	0	0	1
16	34	40	0,000419	0,000338	0,001934	2,277647	0	0	1
17	64	14	0,000877	0,000261	0,001001	1,394301	0	0	1
18	43	27	0,000774	0,00023	0,000884	1,394301	0	0	1
19	59	11	0,000816	0,000275	0,001137	1,394301	0	0	1
20	33	34	0,000496	0,000436	0,002615	2,598076	0	0	1
21	59	14	0,001747	0,000403	0,001355	1,186455	0	0	1
22	26	47	0,000571	0,000418	0,002243	2,277647	0	0	1
23	51	5	0,000347	0,00026	0,00142	2,277647	0	0	1
24	4	40	0,002951	0,002549	0,01515	2,277647	0	0	1
25	1	15	0,000388	0,000284	0,001522	2,277647	0	0	1
26	53	65	0,000204	0,000149	0,000801	2,277647	0	0	1
27	14	41	0,001051	0,000769	0,004126	2,338269	0	0	1
28	65	1	0,000592	0,000433	0,002323	2,277647	0	0	1
29	37	15	0,001327	0,000307	0,00103	1,186455	0	0	0
30	4	51	0,00126	0,0011	0,005047	2,338269	0	0	1
31	14	42	0,156	0,453943	0	0,083333	1	0	1
32	34	16	0,086249	0,287335	0	0,133333	1	0	1
33	34	28	0,086249	0,287335	0	0,133333	1	0	1
34	45	66	0,049131	0,184031	0	0,21	1	0	1
35	47	24	0,117913	0,362244	0	0,105	1	0	1
36	23	55	0,117913	0,362244	0	0,105	1	0	1
37	23	30	0,049131	0,184031	0	0,21	1	0	1
38	59	36	0,31333	0,736087	0	0,05	1	0	1
39	31	17	0,117913	0,362244	0	0,105	1	0	1
40	1	54	0,156	0,453943	0	0,083333	1	0	1
41	40	25	0,049131	0,184031	0	0,21	1	0	1
42	37	44	0,086249	0,287335	0	0,133333	1	0	1
43	15	12	0,156	0,453943	0	0,083333	1	0	1
44	26	50	0,156	0,453943	0	0,083333	1	0	1
45	64	9	0,275388	0,697612	0	0,053333	1	0	1
46	41	60	0,156	0,453943	0	0,083333	1	0	1
47	11	21	0,086249	0,287335	0	0,133333	1	0	1
48	37	2	0,086249	0,287335	0	0,133333	1	0	1

49	53	46	0,275388	0,697612	0	0,053333	1	0	1
50	20	58	0,156	0,453943	0	0,083333	1	0	1
51	27	56	0,156	0,453943	0	0,083333	1	0	1
52	43	7	0,117913	0,362244	0	0,105	1	0	1
53	39	10	0,156	0,453943	0	0,083333	1	0	1
54	5	62	0,086249	0,287335	0	0,133333	1	0	1
55	23	19	0,049131	0,184031	0	0,21	1	0	1
56	33	48	0,086249	0,287335	0	0,133333	1	0	1
57	57	8	0,156	0,453943	0	0,083333	1	0	1
58	32	63	0,049131	0,184031	0	0,21	1	0	1

La rete AMAIE oggetto di studio comprende 30 linee e 27 trasformatori i cui dati sono riportati della tabella sovrastante.

Questa riporta i nodi di partenza ed arrivo, la resistenza e reattanza longitudinali totali in pu riferite alla potenza di base utilizzata per tutto il sistema (è necessaria la conversione rispetto ai dati di targa), la suscettanza trasversale totale in pu che per i trasformatori viene trascurata, la potenza apparente nominale monofase in MVA indicata con Anom che per le linee corrisponde a quella di regime permanente. La colonna “ratio” riporta i rapporti di trasformazione in pu a cui sono fatti funzionare i trasformatori (rapporto di trasformazione effettivo con quello nominale) necessario per rappresentare i trasformatori a rapporto variabile (non vi sono trasformatori con rapporto diverso da 1 nella nostra rete). La colonna “angle” riporta l’angolo di sfasamento del secondario dei trasformatori (positivo se in ritardo) che è posto sempre uguale a 0 poiché tutti i secondari sono isolati tra loro (si può considerare ogni trasformatore come uno stella-stella equivalente con sfasamento nullo). L’ultima colonna riporta lo “status” degli elementi, fondamentale per determinare la topologia di funzionamento della rete.

La definizione dello stato della rete viene completata eseguendo un calcolo di loadflow in grado di determinare completamente le tensioni nodali.

Nella successiva figura viene riportata la rete con i valori dei moduli delle tensioni disponibili di ogni nodo prima del calcolo di loadflow. In particolare vengono indicati con zero i nodi dove non sono disponibili misure e il nodo di saldo viene posto pari a 1.03 pu.

tensioni nodali in hdc (V)

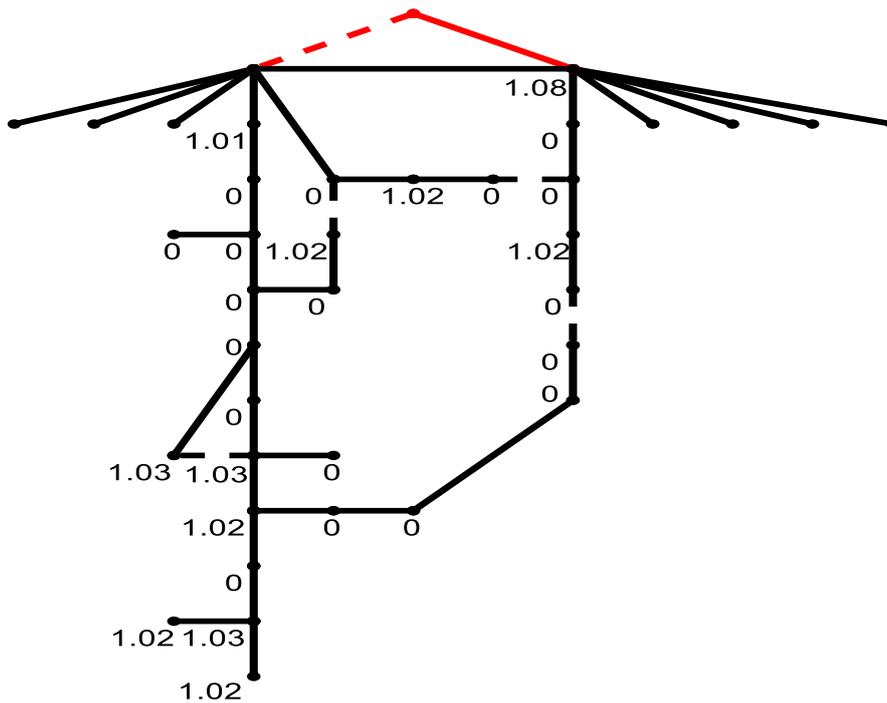


Figura 9: Moduli delle tensioni disponibili prima del loadflow rete AMAIE

Le tensioni nodali medie su 200 simulazioni delle condizioni di carico sono riportate nella tabella sottostante, con i moduli  $V_m$  in pu e le fasi  $V_a$  in gradi, assumendo come riferimento per le fasi il nodo 4 (sbarre MT di cabina primaria). Sono inclusi solo i nodi di media tensione dei feeder di interesse poiché i nodi di bassa tensione risentono di grosse cadute di tensione e sfasamenti nei trasformatori. Per i motivi appena citati questi sono quindi poco indicativi dello stato della rete.

Tabella 4: tensioni nodali medie AMAIE

bus	Vm	Va
1	1,027	-0,0592
4	1,030	0,0000
5	1,029	-0,0246
6	1,030	-0,0040
11	1,028	-0,0522
14	1,027	-0,0528
15	1,027	-0,0593
20	1,027	-0,0559
23	1,028	-0,0533
26	1,029	-0,0416
27	1,027	-0,0566
31	1,029	-0,0329
32	1,030	-0,0040
33	1,028	-0,0378
34	1,028	-0,0345
37	1,028	-0,0390
39	1,028	-0,0421
40	1,029	-0,0312
41	1,027	-0,0575
43	1,027	-0,0567
45	1,027	-0,0575
47	1,029	-0,0409
51	1,029	-0,0202
53	1,027	-0,0584
57	1,029	-0,0329
59	1,028	-0,0534
64	1,027	-0,0530
65	1,027	-0,0587

Dai dati ottenuti si evince che la rete analizzata ha le stesse caratteristiche di una rete di distribuzione urbana italiana, in cui anche a carico la variabilità delle tensioni è molto ridotta sia in modulo (valori compresi tra 1,03 e 1,027 pu) che in fase (angoli compresi tra  $-0,0040^\circ$  e  $-0,0593^\circ$ ). Questo tipo di comportamento è giustificabile dalle elevate potenze di cortocircuito che le contraddistinguono.

Nella successiva figura viene riportata la rete con i valori dei moduli delle tensioni in ogni singolo nodo di MT dopo il calcolo di loadflow.

tensioni nodali calcolate (V)

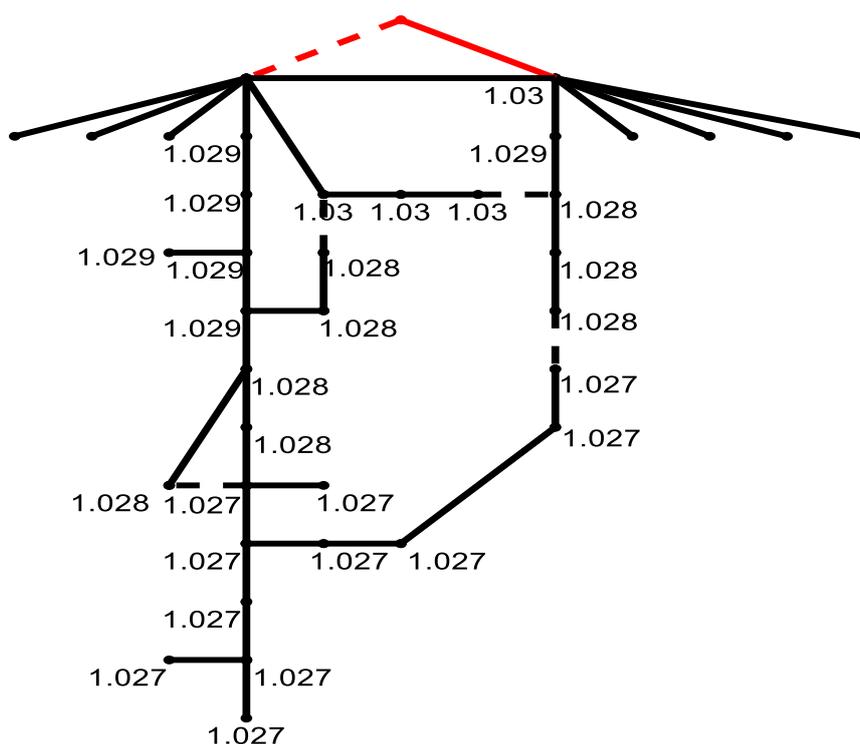


Figura 10: Moduli delle tensioni dopo il loadflow rete AMAIE

Nelle successive due figure vengono riportate le potenze attive e reattive di carico in ogni nodo della rete MT espresse in kW e kvar dopo il calcolo di loadflow.

potenze attive (kW)

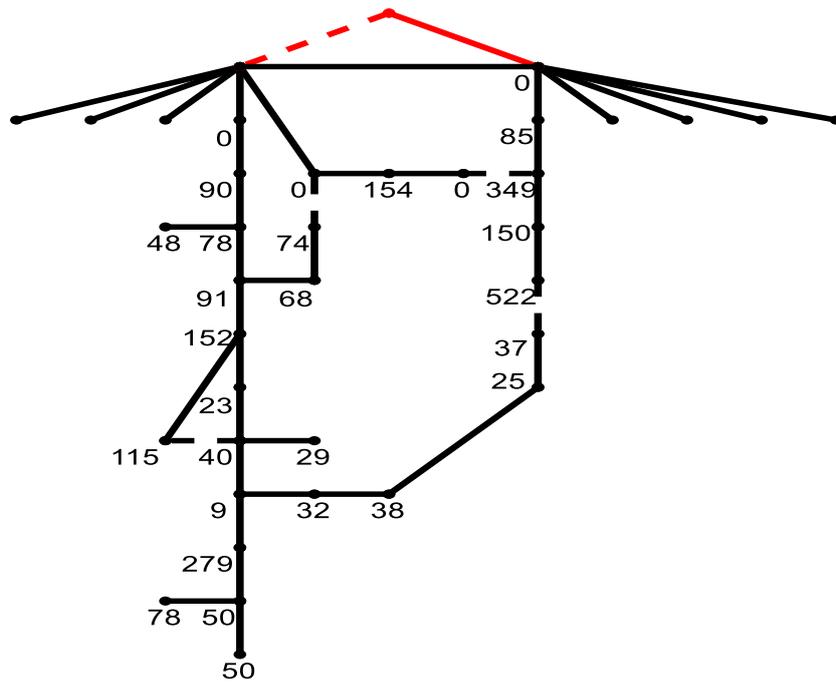


Figura 11: Potenze attive nodali dopo il loadflow rete AMAIE

potenze reattive (kvar)

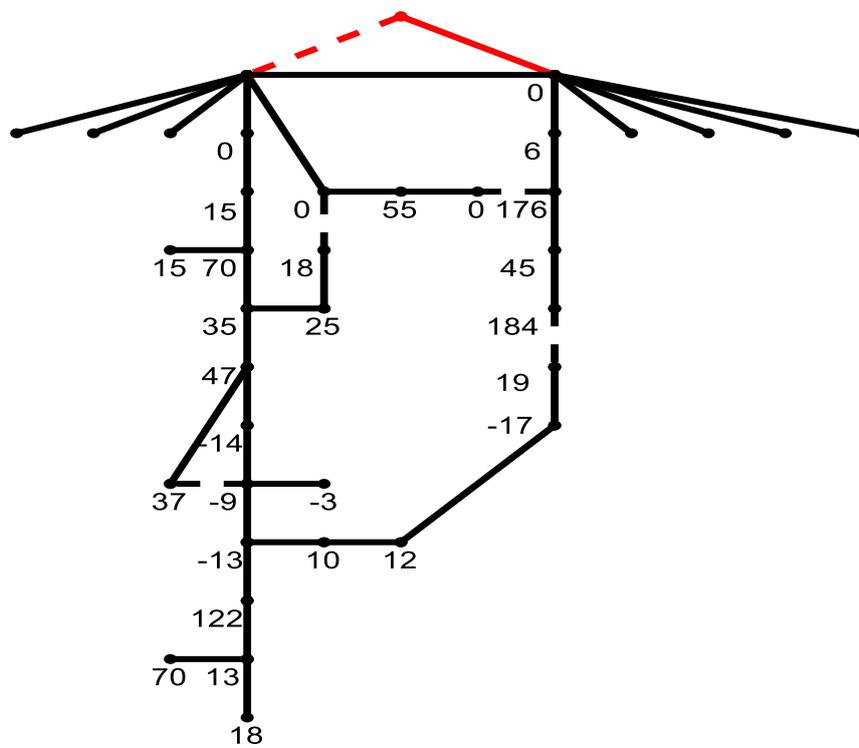


Figura 12: Potenze reattive nodali dopo il loadflow rete AMAIE

La potenza di cortocircuito di una rete fornisce un buon indicatore di quelle che saranno le variazioni di tensione relative lungo le linee poiché è inversamente proporzionale alle impedenze di rete e proporzionale alla tensione nominale al quadrato. Dal momento che le variazioni di tensione relative lungo le linee sono proporzionali alle impedenze longitudinali e alle correnti e che le correnti sono inversamente proporzionali al livello di tensione, per reti con potenze di cortocircuito maggiori si avranno variazioni di tensione relative mediamente minori.

I risultati ottenuti dal calcolo di loadflow sono utilizzati come riferimento per ogni simulazione, in base ai quali valutare gli errori dei risultati della stima dello stato. In pratica il loadflow simula quella che è la reale condizione della rete, sia in termini di grandezze elettriche che di parametri, e tutte le incertezze introdotte in seguito (per esempio errori sulle misure o sui parametri della rete) rappresentano la condizione in cui ci si può trovare quando si valuta la stima dello stato di una rete in un caso pratico.

### **5.3 Descrizione dei dati di input alla stima dello stato**

Per definire le simulazioni di stima dello stato è necessario definire il set di misure da utilizzare. Nel nostro caso faremo riferimento a misure “simulate”, ovvero ricavate dai risultati dei calcoli di loadflow precedentemente spiegati a cui vengono aggiunti errori di misura con distribuzione di probabilità gaussiana.

Una volta che sono stati introdotti i dati di input ed eseguito il loadflow, si può calcolare la potenza complessa con la funzione *makeSbus* e la matrice delle ammettenze con la funzione *makeYbus* le quali sono fondamentali per l'esecuzione dei calcoli dei flussi di potenza.

Come prima cosa bisogna definire le misure virtuali di iniezione di P e Q nulle nei nodi di connessione. Queste misure, come spiegato nel paragrafo 1.5, rappresentano vincoli fisici della rete e devono quindi essere associate a fattori di peso molto elevati (il programma di calcolo usa l'inverso di “sigma” come fattore di peso e, di conseguenza, sigma deve essere molto piccola). L'utilizzo di fattori di peso molto elevati può causare problemi nel condizionamento della matrice jacobiana e quindi dopo una serie di prove si è deciso di fissare la sigma delle misure virtuali sul valore di  $10^{-4}$ , valore che nella maggior parte dei casi non dà problemi.

Vengono poi inserite le misure effettuate in cabina primaria, si rendono disponibili le misure di P e Q in partenza su ogni linea, le misure di P e Q in transito nel trasformatore e le misure di modulo della tensione ( $V_m$ ) alle sbarre AT e a quelle MT. Valutando alcuni prodotti commerciali (per esempio [31]) si è scelto di utilizzare strumenti di fascia alta, con classe di precisione dello 0.2% per le tensioni e 0.4% per le potenze, in modo da rendere la stima delle misure la più precisa possibile e più vincolata. La classe di precisione di uno strumento è definita dal rapporto fra l'incertezza relativa della misura e il fondo scala dello strumento, anche se nel nostro caso abbiamo approssimato la classe di precisione alla semplice incertezza relativa.

Le misure effettuate sono simulate utilizzando come valori “veri” i risultati dei calcoli di loadflow a cui viene aggiunto un rumore gaussiano con le deviazioni standard appena specificate.

Approssimare la classe di precisione all'incertezza relativa è accurato nel caso di misure di  $V_m$ , dal momento che i valori di tensione non si discostano mai troppo dal loro valore nominale, ma può risultare grossolanamente errata nel caso di misure di potenza che possono assumere anche valori nulli. In questo caso specifico la presenza di valori misurati ridotti risulterebbe in misure irragionevolmente inaccurate. Per ovviare a tale problema si è deciso di limitare la deviazione standard utilizzata per la misura delle potenze ad un valore di  $10^{-5}$  che equivale a limitare inferiormente la deviazione standard a 10 VA, approssimazione ragionevole per strumenti che devono misurare potenze dell'ordine del MVA.

$$\text{limite inferiore } \sigma = \frac{\text{Potenza di base}}{10^{-5}} = 10 \text{ VA}$$

E' poi necessario ridurre anche la sigma utilizzata per la determinazione dei fattori di peso, sia per i problemi di condizionamento della jacobiana che per impedire che i residui delle misure virtuali (misure certe) abbiano pesi inferiori a quelli di misure in tempo reale. Le sigma utilizzate in questo caso sono limitate inferiormente ad un valore di  $10^{-4}$ , cioè pari a quello delle misure virtuali.

Le linee di interesse nel nostro caso sono solo 3 ma si è deciso di mantenere il resto della rete (il nodo di AT e le altre linee) per completezza.

Per evitare che il resto della rete influenzi in modo significativo la stima, si è scelto di ridurre di molto i fattori di peso delle misure che la riguardano e si è posto il valore di sigma pari ad 1.

In una delle linee di non interesse è presente un generatore fotovoltaico per cui si è supposto di disporre anche delle misure di  $V_m$ ,  $P$  e  $Q$  al termine di tale linea (nodo 21). Vale comunque il discorso fatto per le misure di cabina primaria e le sigma sono quindi poste pari a uno.

Si è poi supposto di disporre di un certo numero di misure effettuate in bassa tensione nelle cabine secondarie, di cui numero e posizione variano a seconda dello scenario che viene simulato. Il set di misure considerato in questo caso è composto da  $P$  e  $Q$  di carico al nodo di BT e dalla  $V_m$ , tutte caratterizzate dal rumore gaussiano con deviazione standard dello 0.2% per la  $V_m$  e dello 0.4% per le potenze, al pari delle misure in cabina primaria. Valgono inoltre anche le stesse limitazioni sulle sigma precedentemente descritte.

Vanno poi aggiunte le pseudo-misure che sono necessarie per rendere il sistema osservabile. Si sono scelte come pseudo-misure le  $P$  e  $Q$  dei carichi per i quali non siano disponibili misure in tempo reale, queste utilizzano le misure di  $P$  e  $Q$  in partenza dalla cabina primaria per ogni singola linea come valore di carico totale di linea e lo suddividono tra i singoli carichi in base alla frazione di potenza apparente massima assorbita dal carico rispetto a quella totale dei carichi di tutta la linea. Queste misure naturalmente risulteranno molto imprecise per cui la sigma relativa che vi viene associata per il calcolo dei fattori di peso è assunta pari a 1. Rispetto ad altri metodi però, il calcolo delle pseudo-misure almeno fornisce un vincolo realistico sulla potenza totale di transito, soprattutto ad inizio linea, basandosi su delle misure in tempo reale effettivamente disponibili.

Si assume per le potenze di transito un valore di sigma pari a 0.02, per le potenze dei generatori e dei carichi il valore di 0.015, per la fase della tensione un valore pari a 0.01 mentre per il modulo della tensione un valore di 0.005.

## CAPITOLO 6: Descrizione del caso di studio della rete test IEEE

### 6.1 Descrizione della rete utilizzata

Per avere un termine di confronto per i risultati ottenuti effettuando simulazioni sulla rete AMAIE, si è deciso di analizzare un'altra rete di media tensione scelta tra i Test Feeder proposti dalla IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers).

La rete analizzata in questo caso è a 13 nodi ed è caratterizzata da potenze di cortocircuito molto più piccole rispetto alla rete AMAIE, operando ad una tensione concatenata nominale di 4.16kV (rispetto ai 15 kV della rete precedente). Questa rete rappresenta il tipico caso di rete suburbana ed è mostrata nella seguente figura:

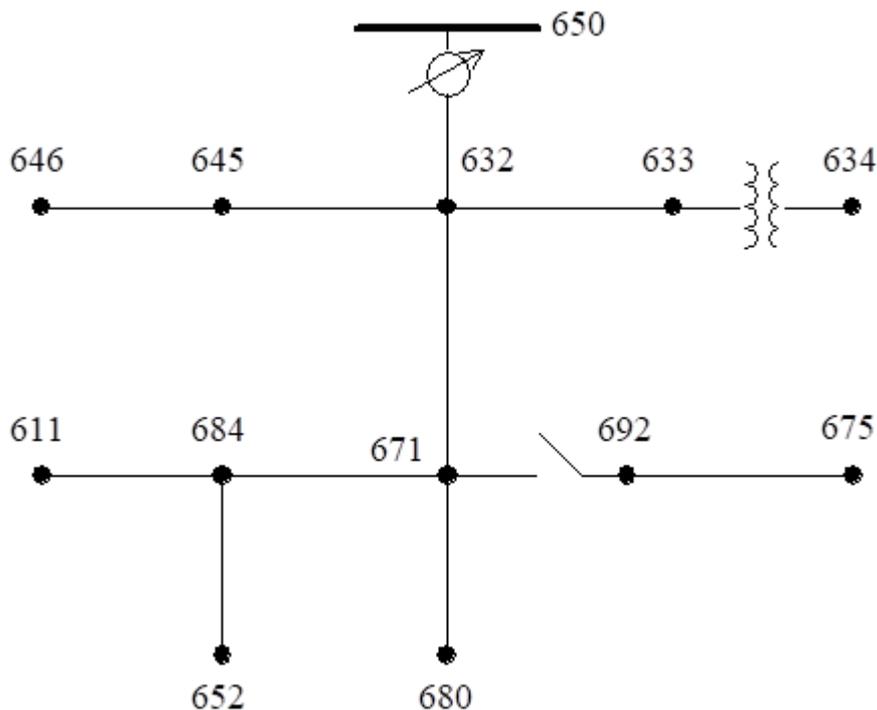


Figura 13: Rete test IEEE a 13 nodi originale [32]

Questa rete è di dimensioni piuttosto contenute e viene tipicamente utilizzata come test per i software di analisi delle reti di distribuzione, operante a tensione nominale concatenata di 4.16 kV. Le linee, sia aeree che in cavo, hanno una lunghezza relativamente breve (tra 90 e 600 m) e sono molto cariche a causa della presenza di banchi di condensatori e carichi sbilanciati.

Per riuscire ad effettuare un confronto congruo tra le due reti, sono state effettuate importanti modifiche rispetto alla versione originale:

- Tutte le linee sono state considerate come aeree per meglio rappresentare la condizione di una rete rurale, si sfrutta perciò la matrice delle impedenze trasversali e della ammettenze longitudinali della linea in partenza dalle sbarre di MT della cabina primaria come descrittiva di tutta la rete.
- Trattandosi di una linea dissimmetrica (ed essendo lo studio di questa tesi basato su circuiti monofase equivalenti) è stata effettuata una trasposizione della matrice e una successiva simmetrizzazione (la trasposizione comporta l'utilizzo della media aritmetica delle 3 impedenze mutue e delle 3 autoimpedenze).

I carichi sbilanciati o monofase sono stati ripartiti in modo equo sulle 3 fasi riconducendo tutta la rete ad un regime simmetrico ed equilibrato, mantenendo al contempo i valori di carico complessivi delle linee.

Siccome questa tesi si propone anche di valutare l'utilizzo di misure effettuate in bassa tensione per la stima dello stato della rete di media, è stato necessario inserire anche tre trasformatori alle estremità delle linee e trasferire le rispettive richieste di carico ai nodi di bassa tensione. I trasformatori sono stati modellati utilizzando i dati di impedenza di cortocircuito in pu dell'unico trasformatore presente (quello tra i nodi 633 e 634) e assumendo come potenza apparente nominale un valore arrotondato per eccesso delle potenze nominali richieste dai rispettivi carichi.

Come per il caso della rete AMAIE, il congiuntore presente tra i nodi 671 e 692 è considerato chiuso e non modellato, risultando un accorpamento dei due nodi.

Tra i nodi 632 e 671 c'è un carico distribuito che viene considerato per semplicità connesso al solo nodo 632 (carico concentrato).

Si è inoltre proceduto ad una rinumerazione dei nodi più semplice come illustrato nella seguente figura:

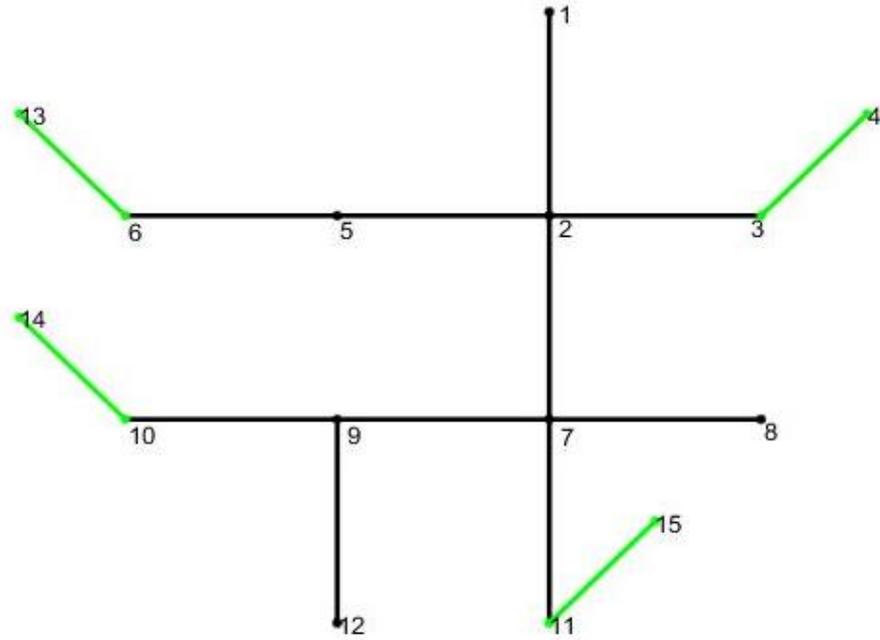


Figura 14: Rete test IEEE utilizzata

Nelle tabelle sottostanti sono riportate le caratteristiche della rete test IEEE, cioè i datasheet dei nodi, carichi e generatori, linee e trasformatori nello stesso formato utilizzato per la rete AMAIE.

Tabella 5: matrice dei nodi rete test IEEE

bus	bus type	Gs	Bs	Vm	Va	basekV
1	3	0	0	1	0	2,396004
2	1	0	0	1	0	2,396004
3	1	0	0	1	0	2,396004
4	1	0	0	1	0	0,277128
5	1	0	0	1	0	2,396004
6	1	0	0	1	0	2,396004
7	1	0	0	1	0	2,396004
8	1	0	0	1	0	2,396004
9	1	0	0	1	0	2,396004
10	1	0	0	1	0	2,396004
11	1	0	0	1	0	2,396004
12	1	0	0	1	0	2,396004
13	1	0	0	1	0	0,277128
14	1	0	0	1	0	0,277128
15	1	0	0	1	0	0,277128

Tabella 6: matrice dei generatori e dei carichi rete test IEEE

gen	bus	Anom	Trafo
1	1	0	
2	2	-0,07752	
3	4	-0,167	11
4	5	-0,0708	
5	7	-0,102	
6	8	-0,32043	
7	12	-0,05187	
8	13	-0,1	12
9	14	-0,0733	13
10	15	-0,1335	14

Tabella 7: matrice delle linee e dei trafo rete test IEEE

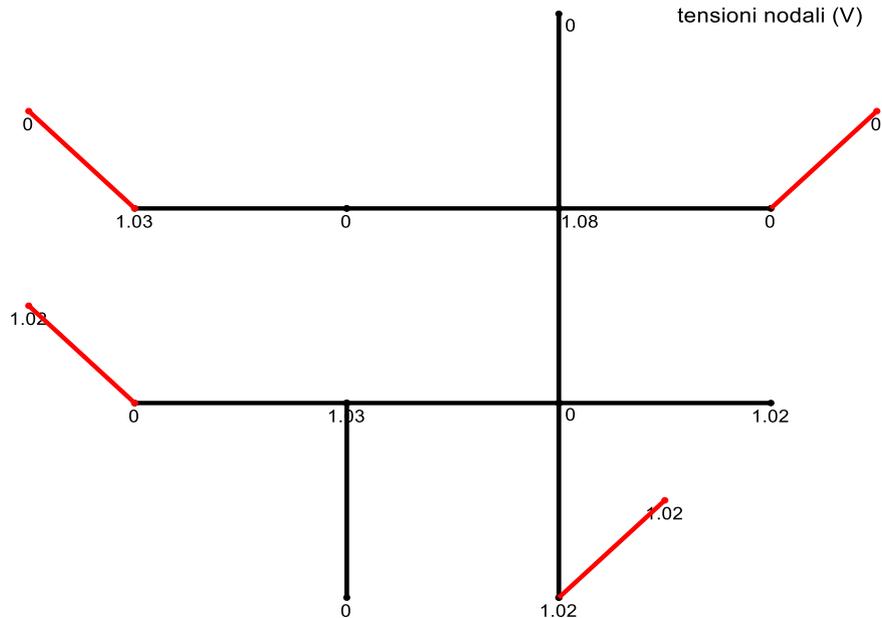
line	from	to	r	x	b	Anom	ratio	angle
1	1	2	0,012218	0,039242	1,59E-05	0	0	0
2	2	3	0,003057	0,009809	3,98E-06	0	0	0
3	2	5	0,003057	0,00981	3,98E-06	0	0	0
4	5	6	0,001833	0,005885	2,39E-06	0	0	0
5	2	7	0,012228	0,039245	1,59E-05	0	0	0
6	7	8	0,003057	0,009812	3,98E-06	0	0	0
7	7	9	0,001834	0,005888	2,39E-06	0	0	0
8	9	10	0,001834	0,005888	2,39E-06	0	0	0
9	9	12	0,004892	0,015699	6,37E-06	0	0	0
10	7	11	0,006115	0,019625	7,96E-06	0	0	0
11	3	4	0,066098	0,11606	0	0,17	1	0
12	6	13	0,11	0,2	0	0,1	1	0
13	10	14	0,150007	0,270857	0	0,0733	1	0
14	11	15	0,016499	0,029795	0	0,6667	1	0

Come già detto per il caso della rete AMAIE, tutte le grandezze sono da ritenersi grandezze di fase.

Rispetto alla rete precedente, in questo caso non sono riportate le portate nominali e la colonna degli status per le linee in quanto non ci sono elementi fuori servizio.

Anche con questa rete si procede nell'effettuare i calcoli di loadflow per determinare quello che sarà assunto come stato "reale" della rete e sulla base del quale calcolare la qualità della stima.

Nella successiva figura viene riportata la rete con i valori dei moduli delle tensioni disponibili in ogni nodo prima del calcolo di loadflow. In particolare vengono indicati con zero i nodi dove non sono disponibili misure e il nodo di saldo viene posto pari a 1.03 pu.



*Figura 15: Moduli delle tensioni disponibili prima del loadflow rete test IEEE*

Nella tabella 8 vengono riportati i risultati del calcolo di loadflow ovvero le tensioni medie per i nodi di media tensione per 200 simulazioni, dove si è posto come nodo di riferimento per le fasi il nodo 1 che corrisponde alle sbarre di MT di cabina primaria.

Tabella 8: tensioni nodali medie rete test IEEE

bus	Vm	Va
1	1,0300	0,0000
2	0,9915	-1,4839
3	0,9901	-1,5430
4	0,9685	-2,1067
5	0,9901	-1,5441
6	0,9895	-1,5654
7	0,9678	-2,4633
8	0,9650	-2,5815
9	0,9671	-2,4911
10	0,9667	-2,5074
11	0,9655	-2,5620
12	0,9664	-2,5217
13	0,9680	-2,1277
14	0,9447	-3,0972
15	0,9634	-2,5004

Come si può vedere, nonostante tale rete sia molto più piccola rispetto alla rete AMAIE, la variabilità delle tensioni è maggiore sia in modulo (tra 1,03 e 0,9447 pu) che in fase (tra 0 e -3,0972°) e ciò è dovuto alla minore potenza di cortocircuito installata che la rende più adatta per simulare il comportamento di reti suburbane.

Nella successiva figura viene riportata la rete con i valori dei moduli delle tensioni disponibili in ogni nodo dopo il calcolo di loadflow.

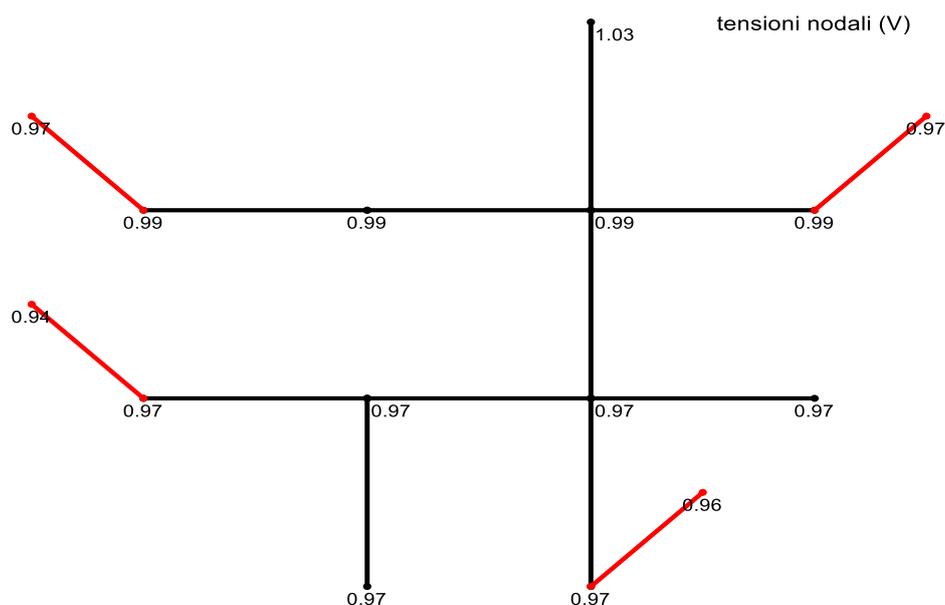


Figura 16: Moduli delle tensioni dopo il loadflow rete test IEEE

Nelle successive due figure vengono invece riportate le potenze attive e reattive di carico in ogni nodo della rete in kW e kvar.

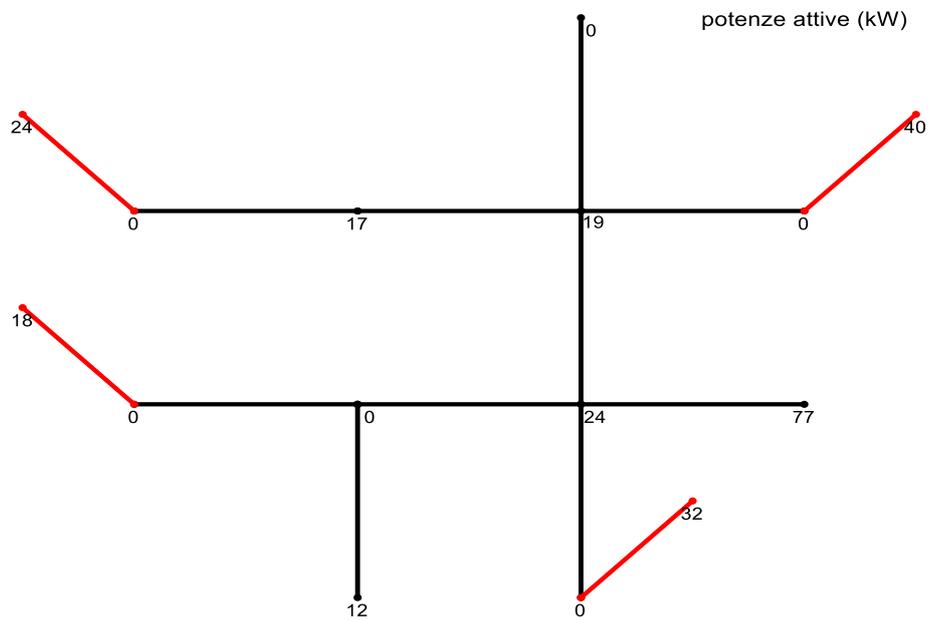


Figura 17: Potenze attive nodali dopo il loadflow rete test IEEE

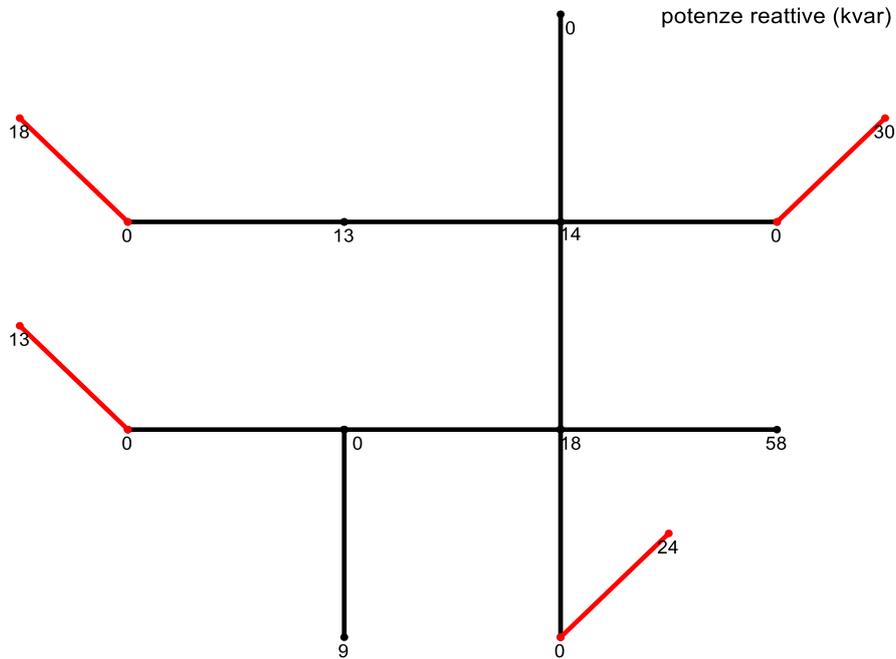


Figura 18: Potenze reattive nodali dopo il loadflow rete test IEEE

## **6.2 Descrizione dei dati di input alla stima dello stato**

Le modalità con cui si ricavano i dati di misura con i quali effettuare la stima dello stato sono del tutto analoghi a quelli descritti per la rete AMAIE nel paragrafo 4.3.

La definizione delle misure virtuali di P e Q avviene in maniera analoga a quanto visto per i nodi di connessione.

Il nodo 1 della rete rappresenta direttamente le sbarre di MT dove sono disponibili le misure di  $V_m$ , P e Q in partenza mentre la cabina primaria non viene modellata. Le incertezze di misura sono analoghe a quelle degli strumenti utilizzati per la rete AMAIE. Per le misure in tempo reale effettuate in bassa tensione (i set di misure sono sempre  $V_m$ , P e Q dei carichi) valgono le stesse identiche ipotesi fatte per la rete AMAIE, così come per le incertezze della strumentazione di misura.

Anche per le pseudo-misure vale lo stesso metodo utilizzato nella rete AMAIE, con l'unica differenza che in questo caso è presente una sola linea e quindi il processo di assegnazione della frazione di carico misurata alla partenza ai singoli carichi risulta ulteriormente semplificato. Le sigma relative assegnate alle pseudo-misure sono sempre fissate pari a 1.

## **CAPITOLO 7: Risultati della stima dello stato per la rete AMAIE e per la rete IEEE**

Una volta eseguito l'algoritmo sviluppato con MATLAB si ottengono i risultati della stima dello stato per la rete AMAIE a 65 nodi e per la rete IEEE a 13 nodi.

Per entrambe le reti si sono affrontate due situazioni:

- 1) Si sono considerate misure molto vicine a quelle reali ma con un dato inserito completamente errato.
- 2) Si sono moltiplicate le misure inserite per un vettore di numeri casuali distribuiti normalmente.

### **7.1 Descrizione del primo scenario – rete AMAIE**

Si riportano nella successiva tabella i valori del modulo e della fase delle tensioni nodali della rete, dopo il calcolo della stima dello stato per il primo caso. Ovviamente la stima dello stato è stata realizzata solo sui nodi di media tensione per quanto affermato precedentemente.

Tabella 9: tensioni nodali dopo la stima dello stato nel caso 1 AMAIE

bus	Vm	Va	Indice di riga
1	1,027	-0,0569	1
4	1,030	0,0000	2
5	1,029	-0,0231	3
6	1,031	0,0201	4
11	1,028	-0,0503	5
14	1,028	-0,0506	6
15	1,027	-0,0570	7
20	1,027	-0,0535	8
23	1,028	-0,0514	9
26	1,029	-0,0398	10
27	1,027	-0,0542	11
31	1,029	-0,0312	12
32	1,030	0,0196	13
33	1,028	-0,0345	14
34	1,029	-0,0312	15
37	1,028	-0,0356	16
39	1,029	-0,0403	17
40	1,029	-0,0281	18
41	1,027	-0,0551	19
43	1,027	-0,0543	20
45	1,027	-0,0552	21
47	1,029	-0,0391	22
51	1,029	-0,0188	23
53	1,027	-0,0561	24
57	1,029	-0,0312	25
59	1,028	-0,0513	26
64	1,028	-0,0508	27
65	1,027	-0,0563	28

Si riportano successivamente i grafici dell'andamento della tensione nodale sia in modulo che in fase prima e dopo la stima dello stato. I grafici che verranno analizzato in seguito riportano sull'asse delle ascisse l'indice di riga corrispondente al bus della prima colonna.

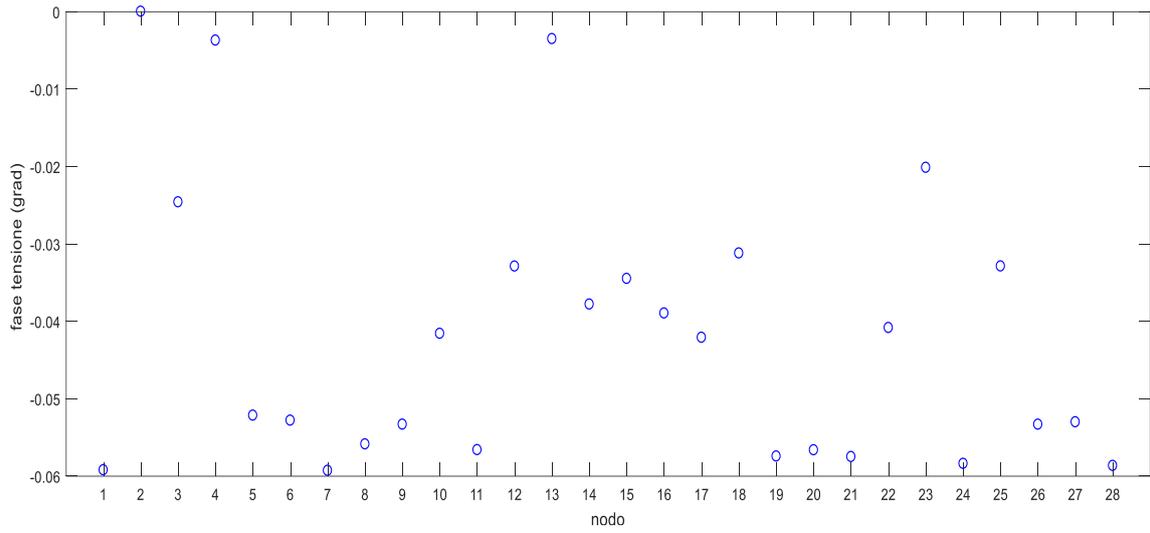


Figura 19: Grafico di  $V_a$  prima della stima dello stato nel caso 1

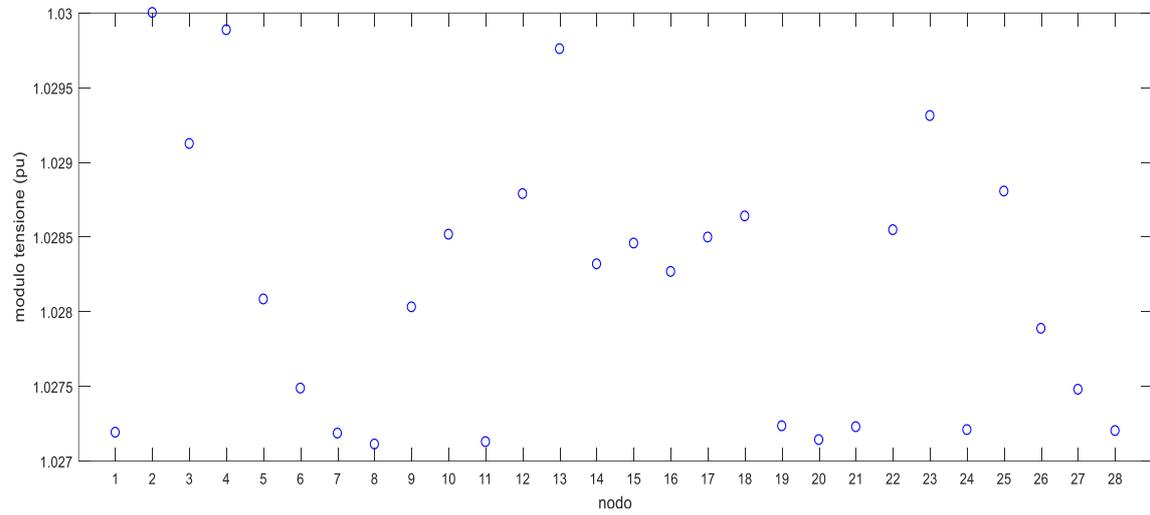


Figura 20: Grafico di  $V_m$  prima della stima dello stato nel caso 1

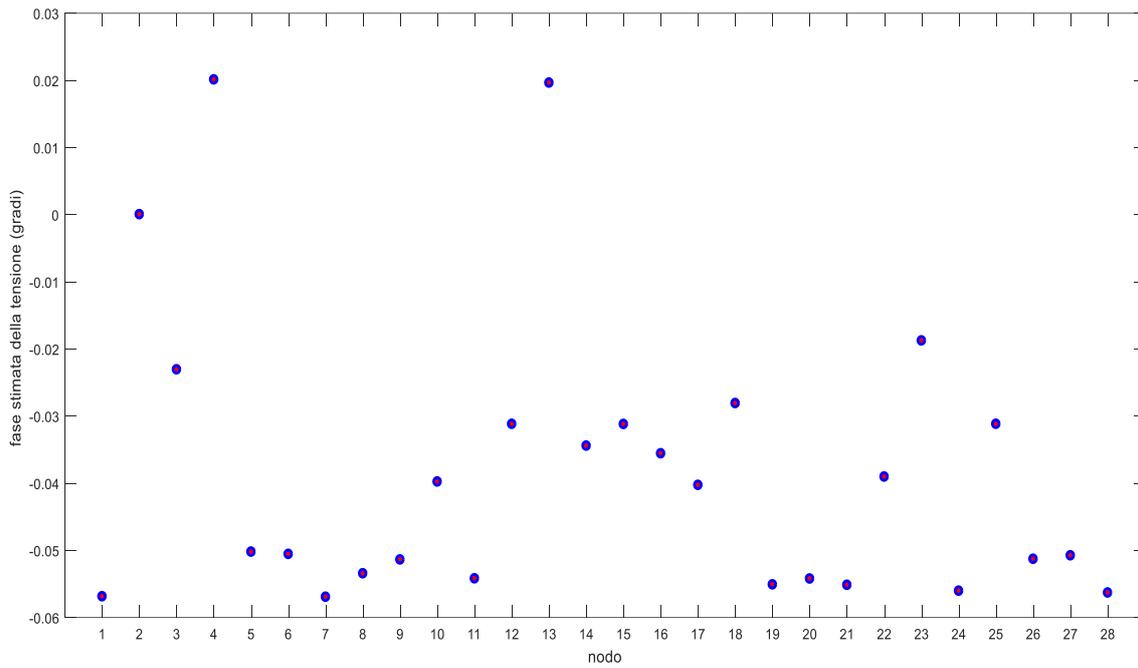


Figura 21: Grafico di  $V_a$  dopo la stima dello stato nel caso 1

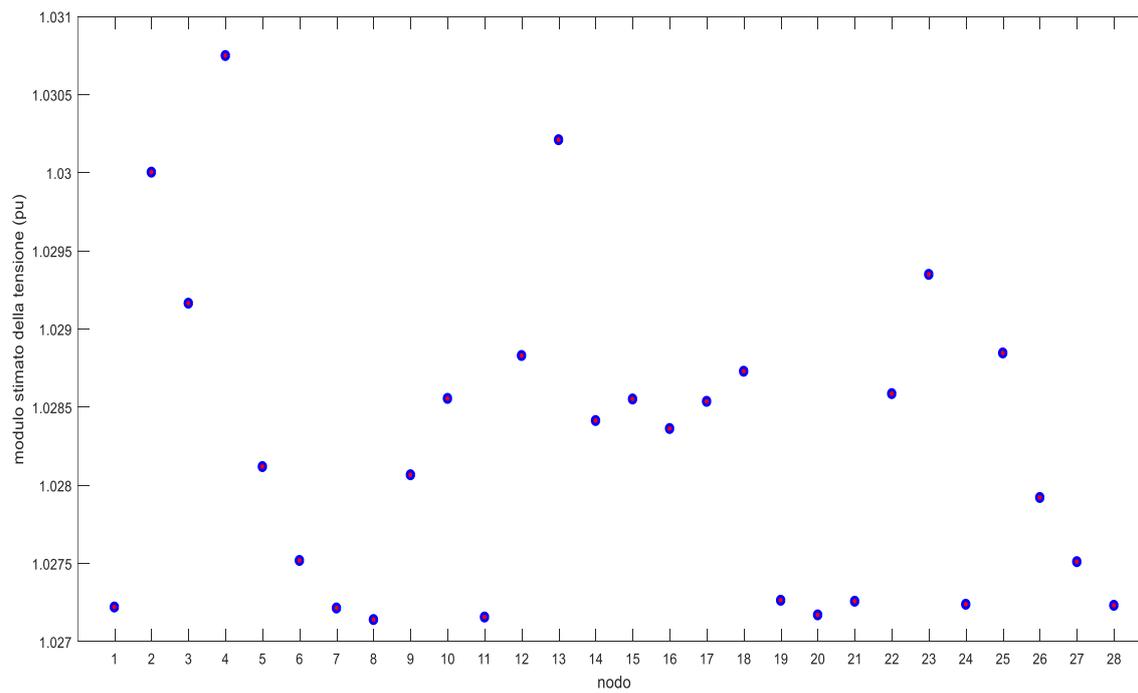


Figura 22: Grafico di  $V_m$  dopo la stima dello stato nel caso 1

Dai grafici e dalle tabelle sopra riportate, si evince come vi siano delle differenze nelle misure effettuate a causa della presenza di errori, inevitabili nelle simulazioni.

Nelle successive due figure sono rappresentati gli errori stimati sia per il modulo della tensione  $V_m$  che per la fase  $V_a$ , utili per sottolineare come tra una misurazione e l'altra vi è sempre presente un errore.

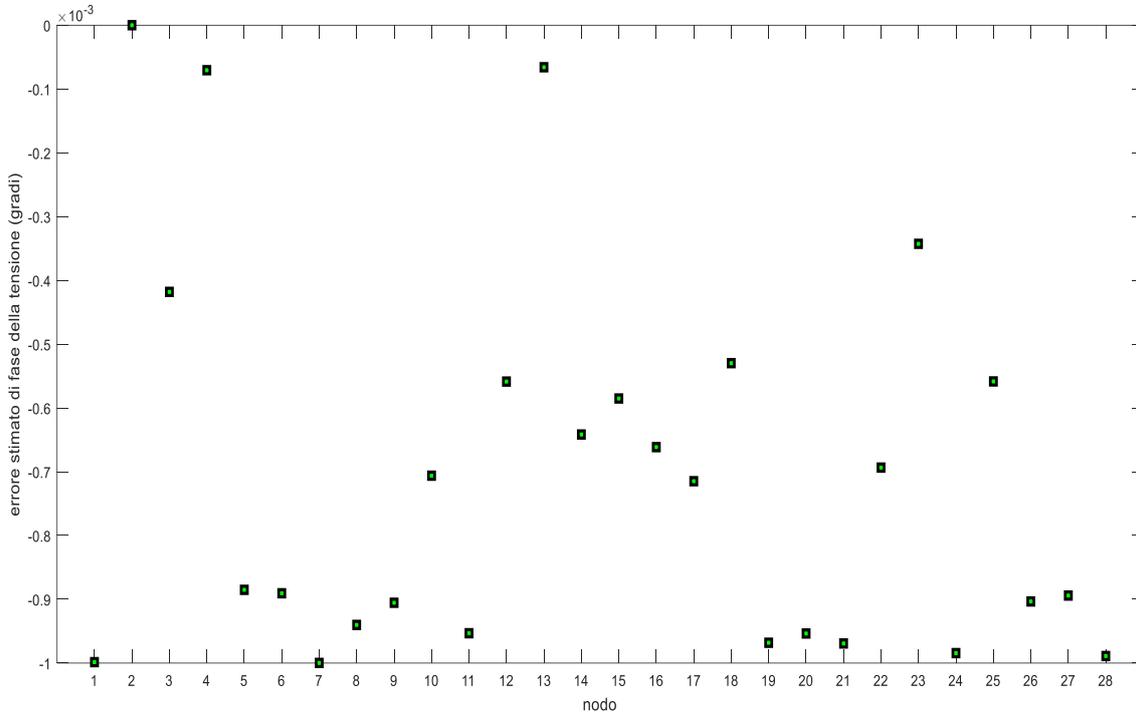


Figura 23: Grafico degli errori stimati di  $V_a$  nel caso 1

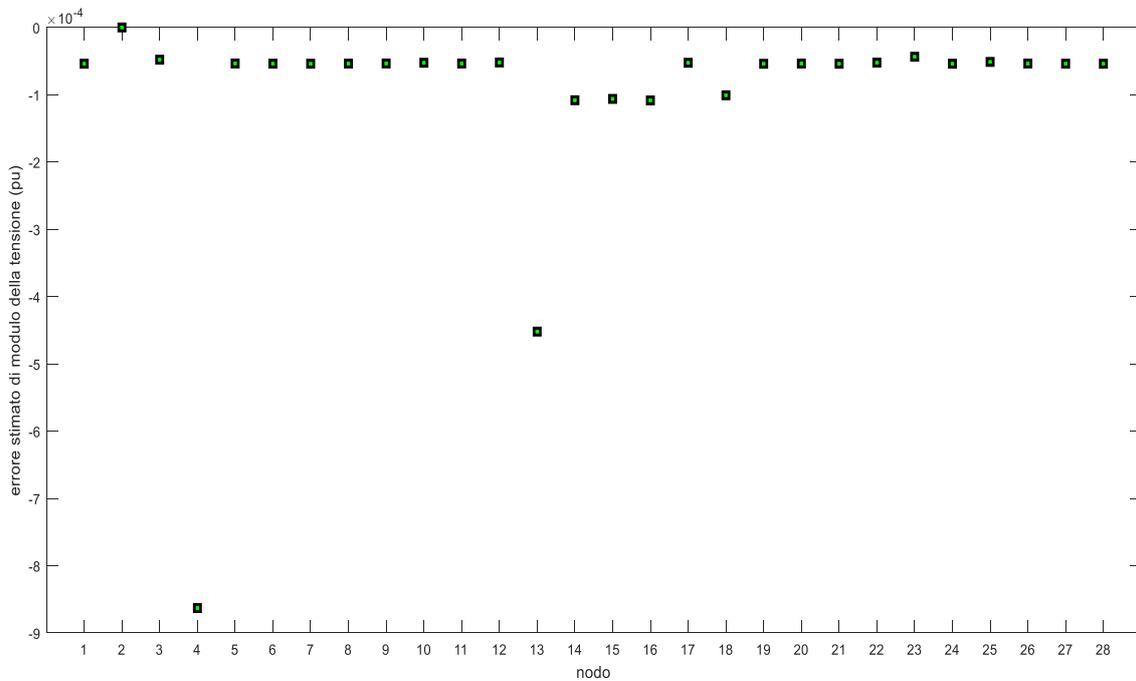


Figura 24: Grafico degli errori stimati di  $V_m$  nel caso 1

### 7.1.1 Risultati finali dopo la stima dello stato per il primo scenario

Dopo che sono stati riportati tutti i grafici sulle tensioni nodali, risulta di fondamentale importanza riportare anche i grafici degli errori delle potenze di transito lungo le linee. Nelle successive figure sono stati riportati i grafici degli errori stimati di PF, QF, PT e QT.

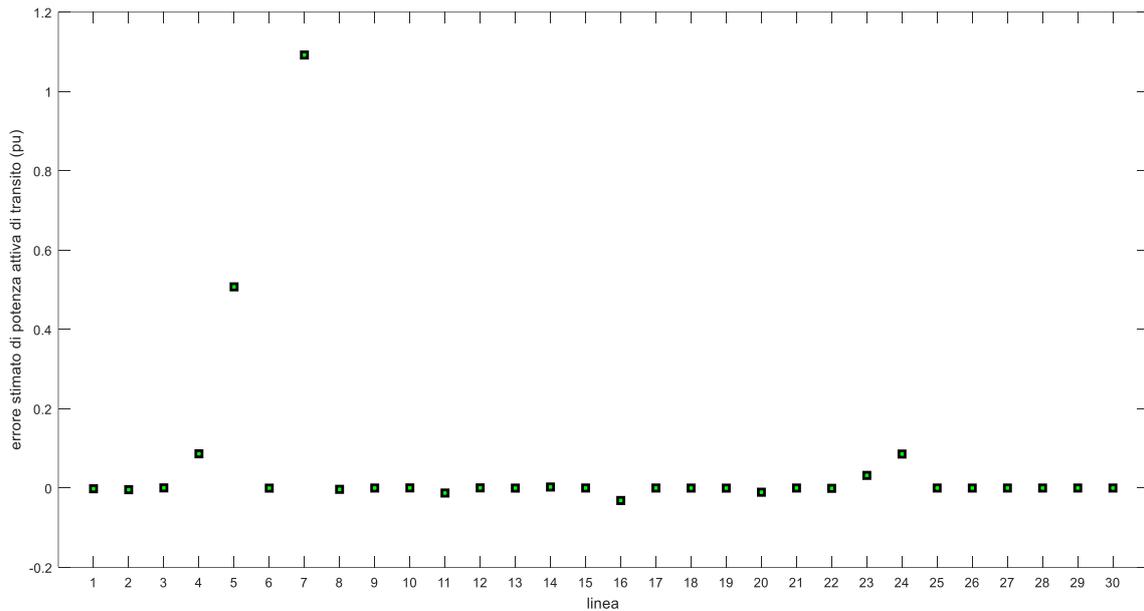


Figura 25: Grafico degli errori stimati di PF nel caso 1

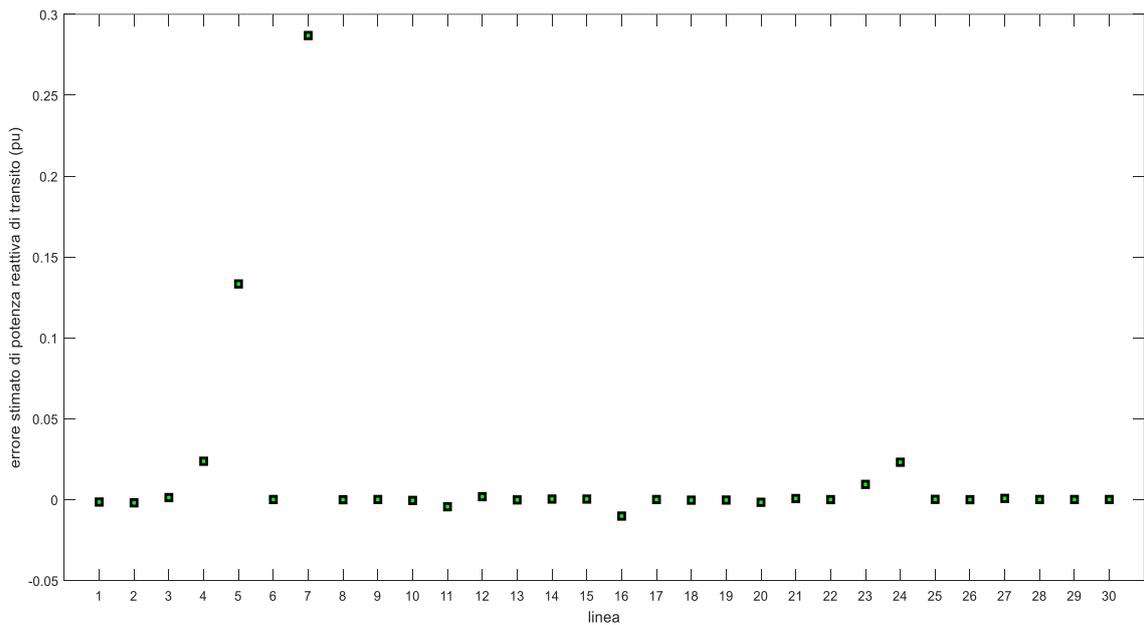


Figura 26: Grafico degli errori stimati di QF nel caso 1

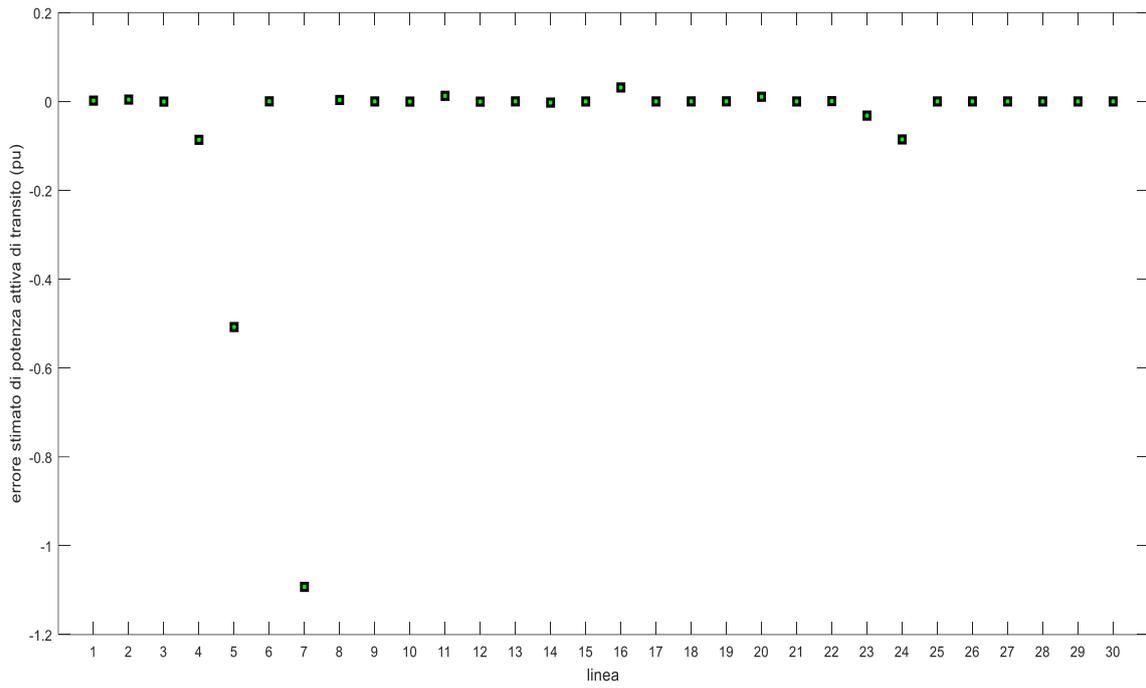


Figura 27: Grafico degli errori stimati di PT nel caso 1

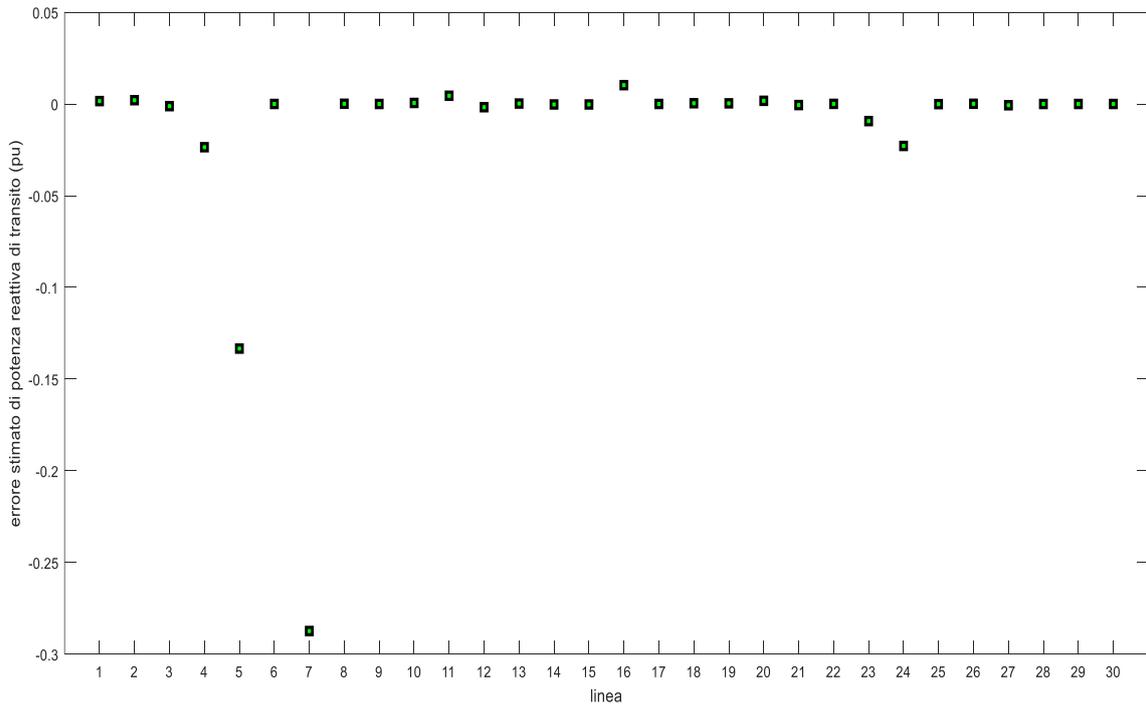


Figura 28: Grafico degli errori stimati di QT nel caso 1

Come si può facilmente notare dai grafici, gli errori delle potenze attive di transito PF e PT sono molto vicini allo zero per quasi tutte le linee così come gli errori sulle potenze reattive di transito QF e QT.

Infine risulta importante riportare anche i grafici degli errori della potenza attiva PC e reattiva QC dei generatori e dei carichi.

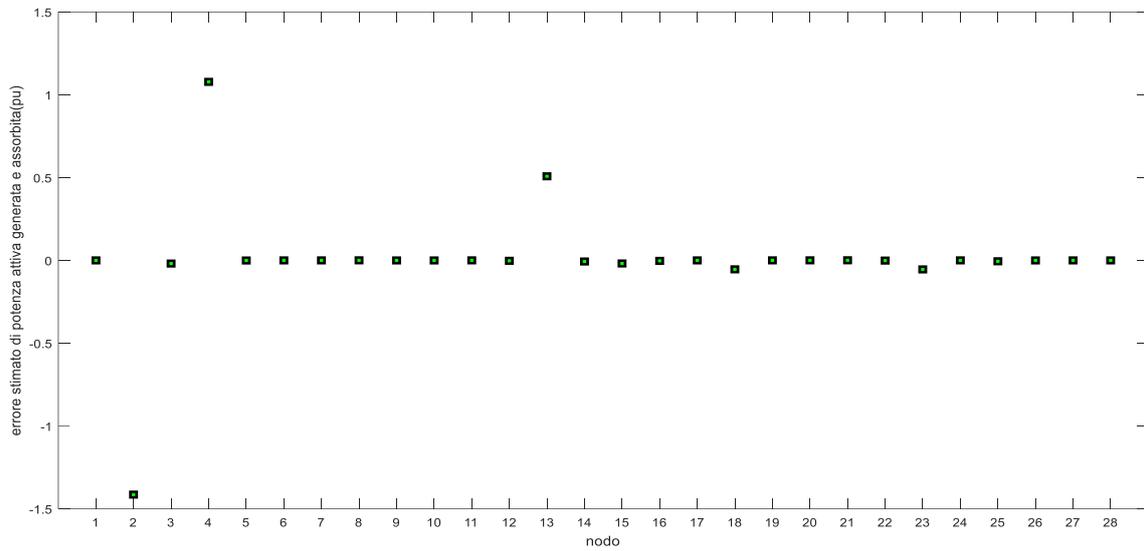


Figura 29: Grafico degli errori stimati di PC nel caso 1

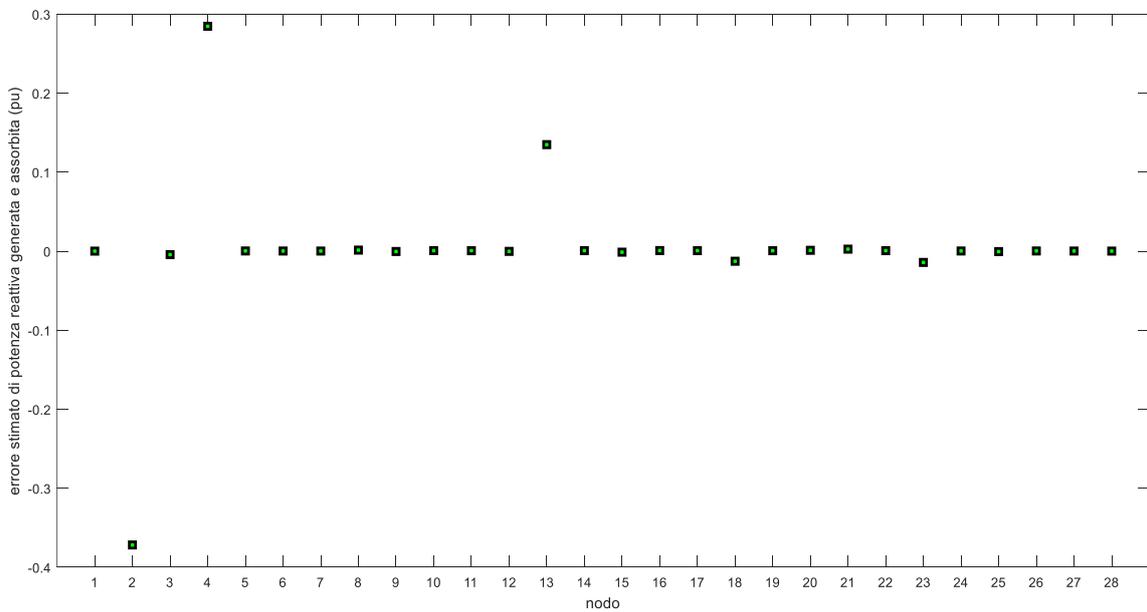


Figura 30: Grafico degli errori stimati di QC nel caso 1

Anche osservando le potenze erogate ed assorbite si può vedere come gli errori siano molto piccoli. Nelle successive due figure vengono mostrate le potenze attive e reattive presenti nei vari nodi della rete dopo la stima dello stato:

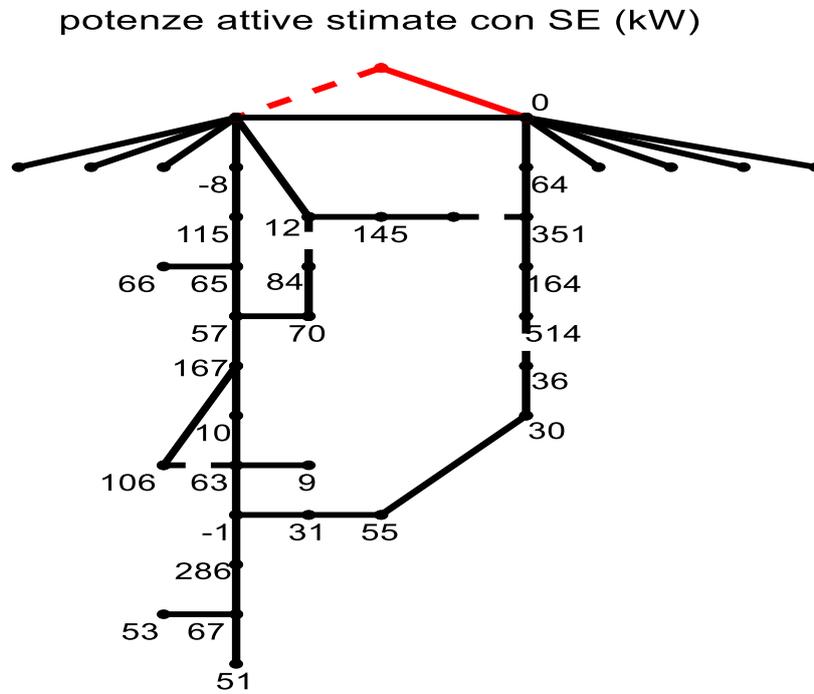


Figura 31: Potenze attive stimate dopo la stima dello stato

potenze reattive stimate con SE(kvar)

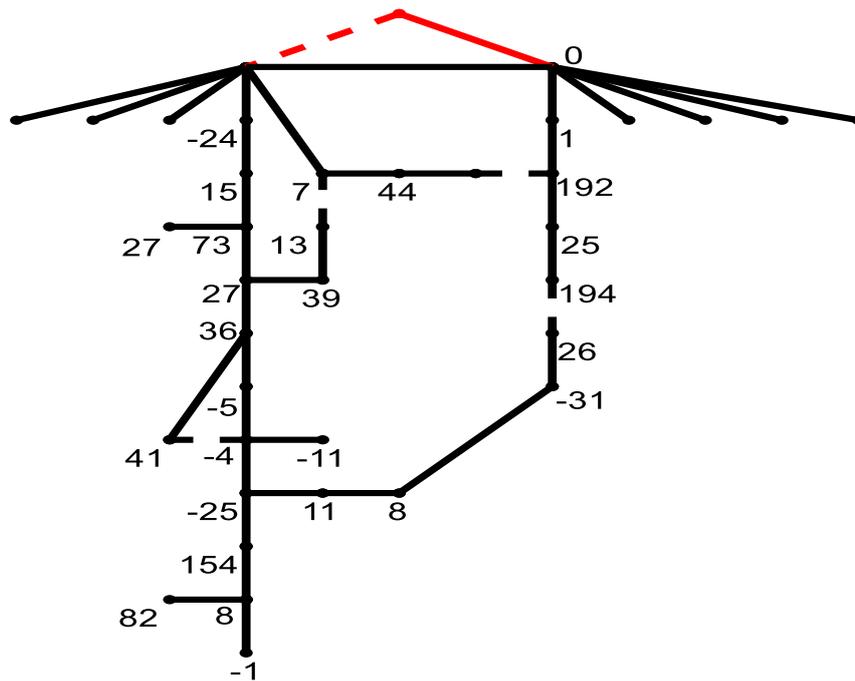


Figura 32: Potenze reattive stimate dopo la stima dello stato

Nelle successive figure verranno invece mostrati i diagrammi in cui si confrontano le misure reali, quelle misurate e quelle stimate.

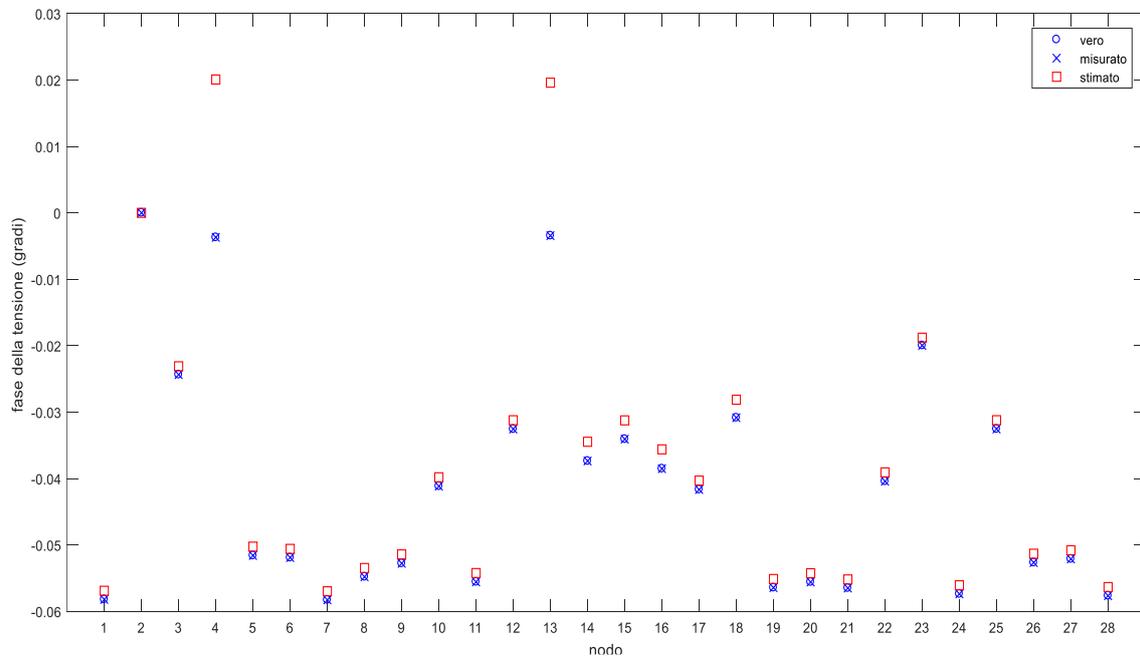


Figura 33: Confronto delle misure della fase della tensione per il caso 1

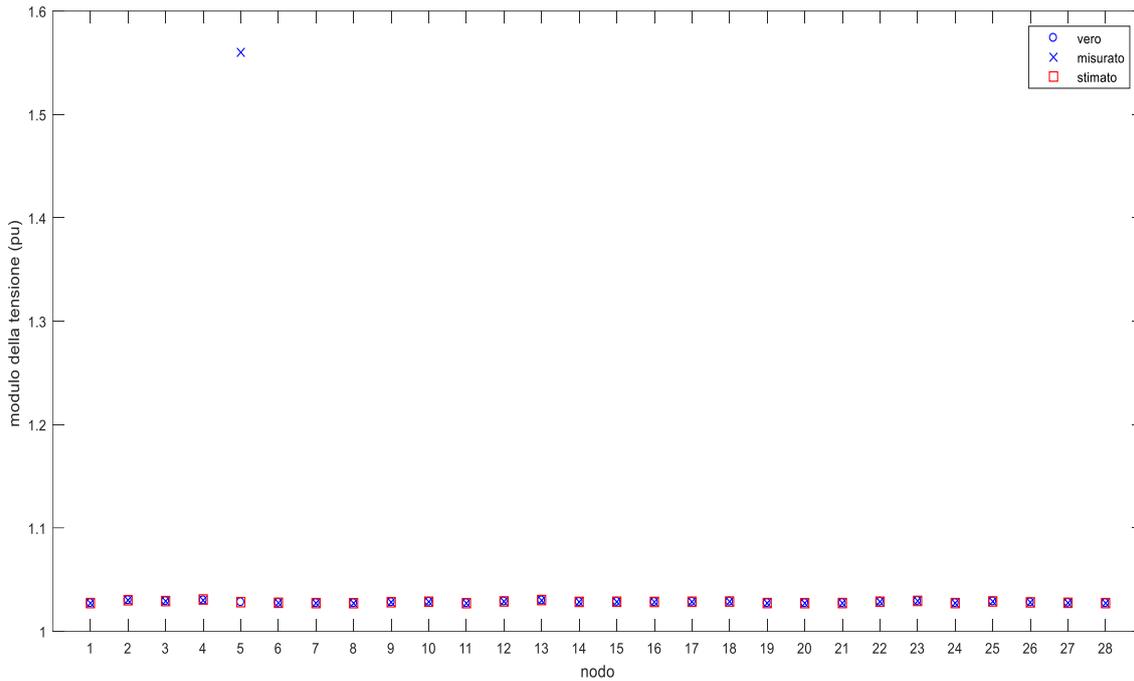


Figura 34: Confronto delle misure del modulo della tensione per il caso 1

Come si nota dai grafici, in questo primo scenario è stato ipotizzato di avere misure vere e valori misurati quasi identici, tranne il modulo della tensione nel nodo 5 che è stato modificato volutamente. Le misure stimate sono molto vicine alle misure reali, dimostrando quindi che l’inserimento di una misura errata non ha modificato la bontà della stima dello stato.

## 7.2 Descrizione del secondo scenario – rete AMAIE

Si riportano nella successiva tabella i valori del modulo e della fase della tensione ottenuti con la stima dello stato per il secondo scenario. Ovviamente la stima dello stato è stata realizzata solo sui nodi di media tensione per quanto affermato precedentemente.

Tabella 10: tensioni nodali dopo la stima dello stato nel caso 2 AMAIE

bus	Vm	Va	Indice di riga
1	1,027	-0,0592	1
4	1,030	0,0000	2
5	1,029	-0,0246	3
6	1,030	-0,0037	4
11	1,028	-0,0522	5
14	1,027	-0,0528	6
15	1,027	-0,0593	7
20	1,027	-0,0559	8
23	1,028	-0,0533	9
26	1,029	-0,0416	10
27	1,027	-0,0566	11
31	1,029	-0,0329	12
32	1,030	-0,0040	13
33	1,028	-0,0378	14
34	1,028	-0,0345	15
37	1,028	-0,0390	16
39	1,028	-0,0421	17
40	1,029	-0,0312	18
41	1,027	-0,0575	19
43	1,027	-0,0567	20
45	1,027	-0,0575	21
47	1,029	-0,0409	22
51	1,029	-0,0202	23
53	1,027	-0,0584	24
57	1,029	-0,0329	25
59	1,028	-0,0534	26
64	1,027	-0,0530	27
65	1,027	-0,0587	28

Anche in questo caso risulta utile riportare i grafici dell'andamento della tensione nodale, sia in modulo che in fase, prima e dopo la stima dello stato.

L'andamento della tensione prima della stima dello stato è analogo a quello che si ottiene nel primo scenario e quindi non lo si riporta in questo caso.

I grafici che verranno analizzato in seguito riportano sull'asse delle ascisse l'indice di riga corrispondente al bus della prima colonna.

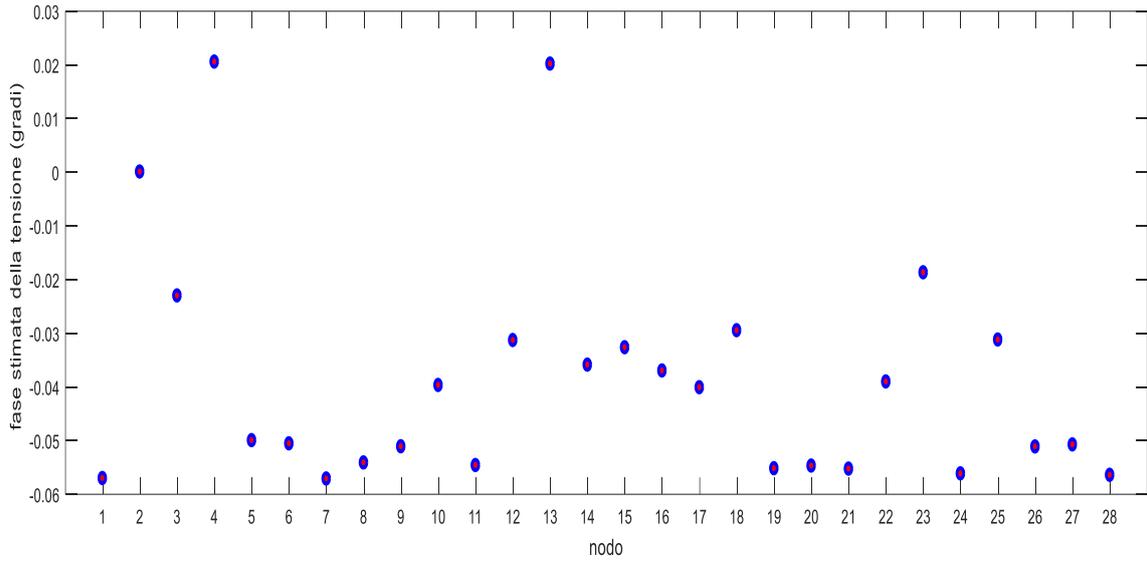


Figura 35: Grafico di  $V_a$  dopo la stima dello stato nel caso 2

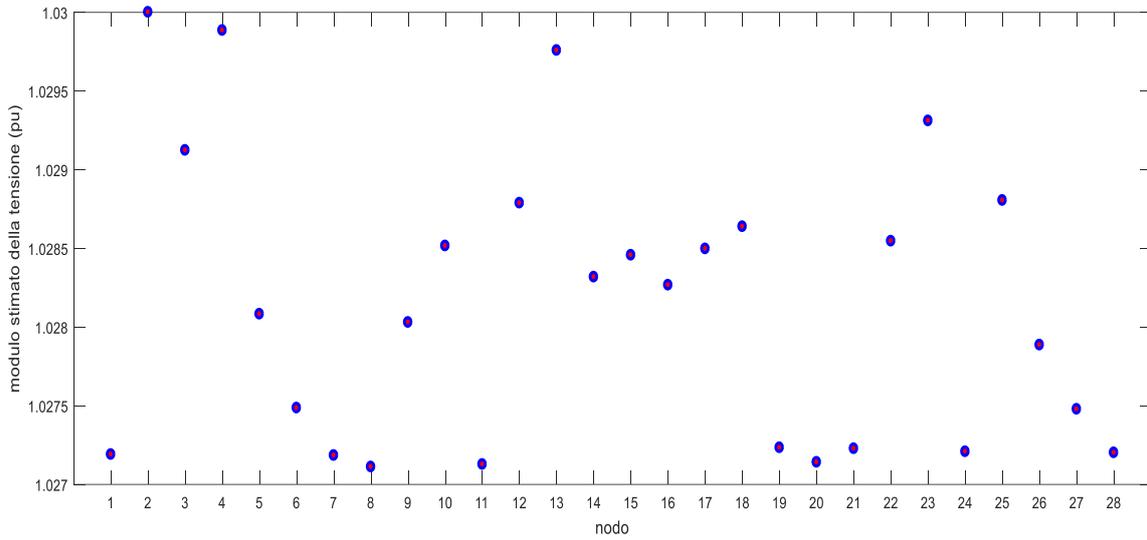


Figura 36: Grafico di  $V_m$  dopo la stima dello stato nel caso 2

Si riportano pure i grafici degli errori stimati della tensione in modulo e fase:

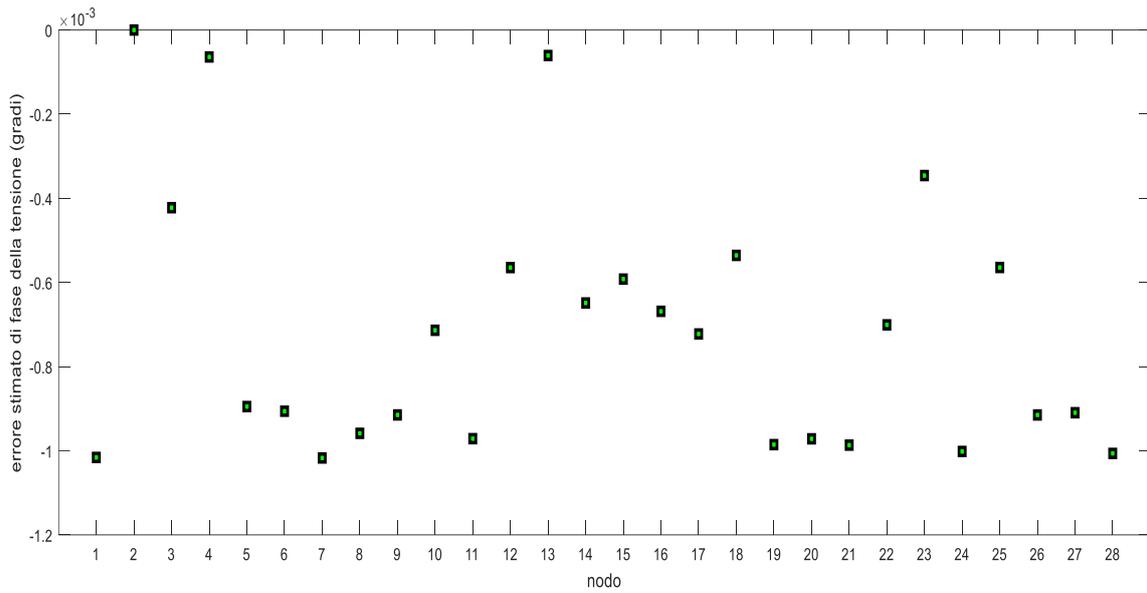


Figura 37: Grafico degli errori stimati di  $V_a$  per il caso 2

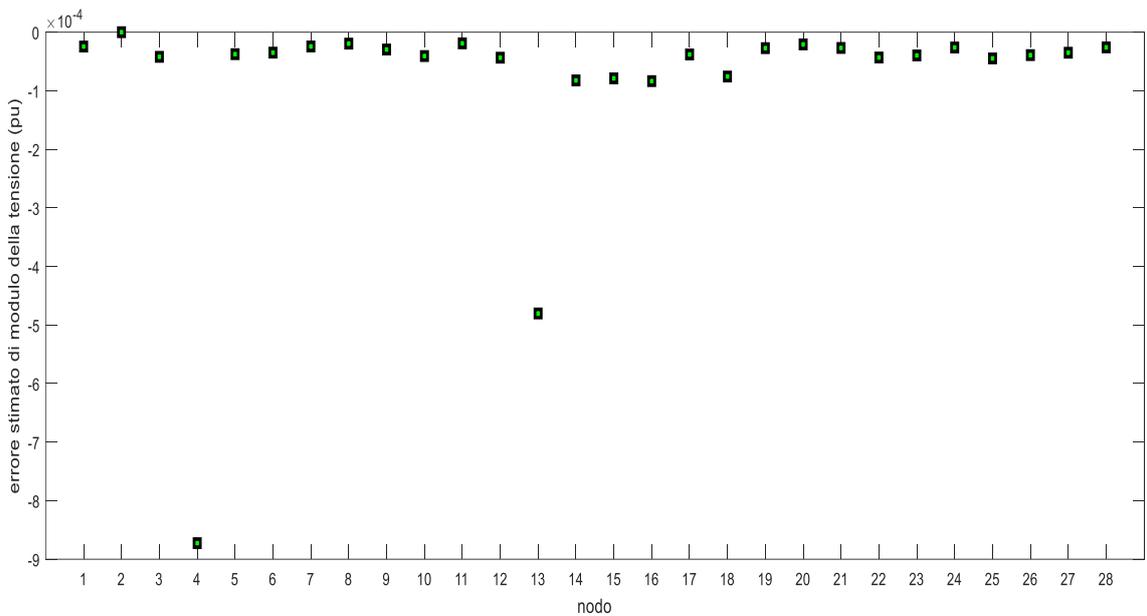


Figura 38: Grafico degli errori stimati di  $V_m$  per il caso 2

Anche in questo scenario gli errori stimati delle tensioni nodali sono molto piccoli, sia in modulo che in fase, ma si discostano maggiormente dallo zero rispetto al primo caso.

### 7.2.1 Risultati finali dopo la stima dello stato per il secondo scenario

Come per il primo scenario, si riportano anche in questo caso i grafici degli errori delle potenze di transito e delle potenze generate.

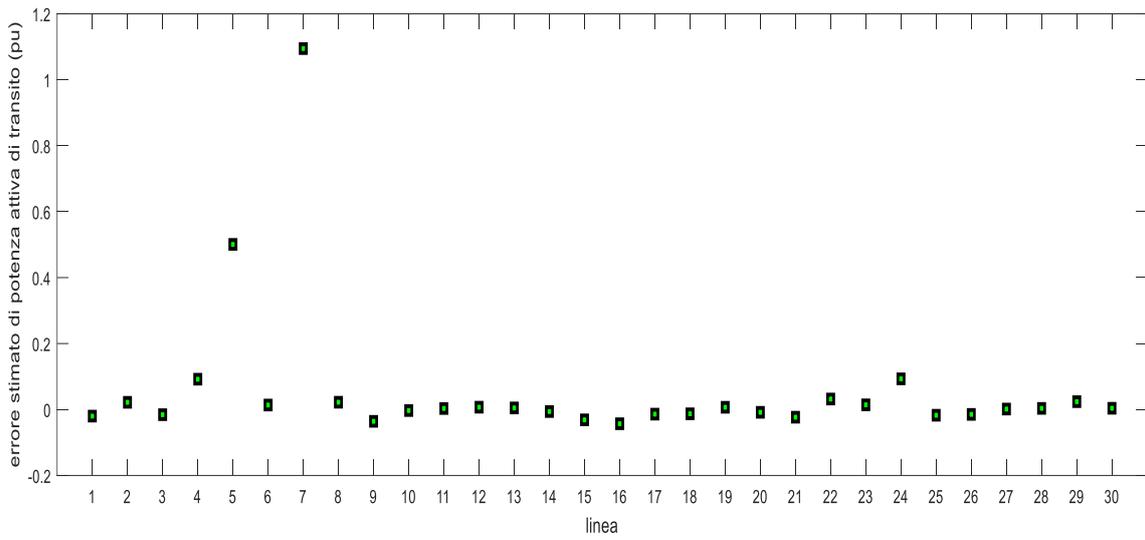


Figura 39: Grafico degli errori stimati di PF nel caso 2

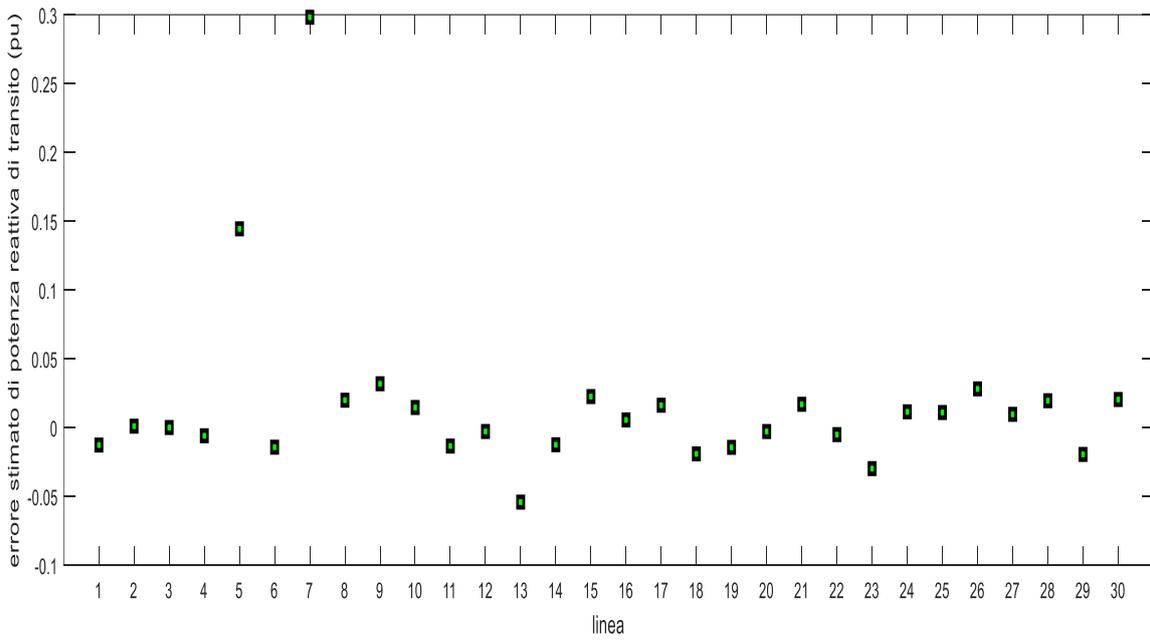


Figura 40: Grafico degli errori stimati di QF nel caso 2

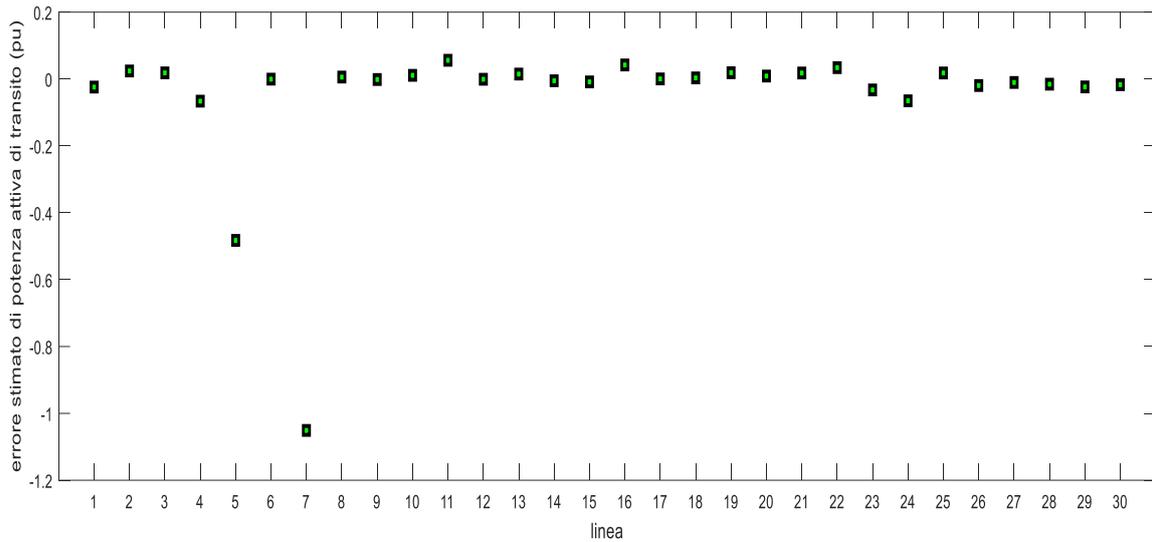


Figura 41: Grafico degli errori stimati di PT nel caso 2

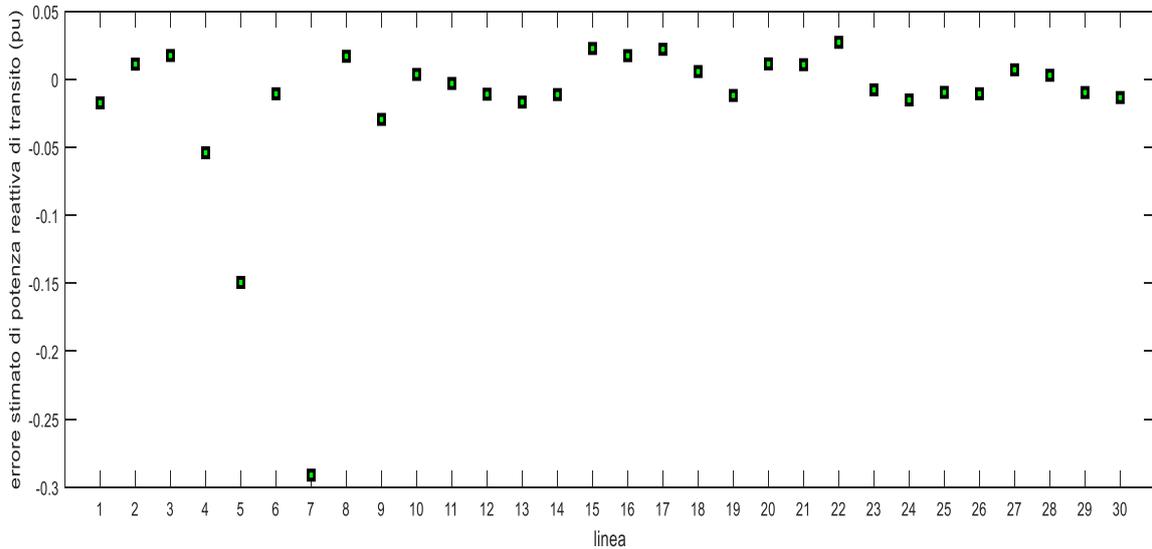


Figura 42: Grafico degli errori stimati di QT nel caso 2

Si nota come gli errori delle potenze attive e reattive di transito siano dell'ordine dei centesimi ma comunque molto vicini allo zero.

Infine si riportano i grafici delle potenze erogate dai generatori e assorbite dai carichi per lo scenario 2.

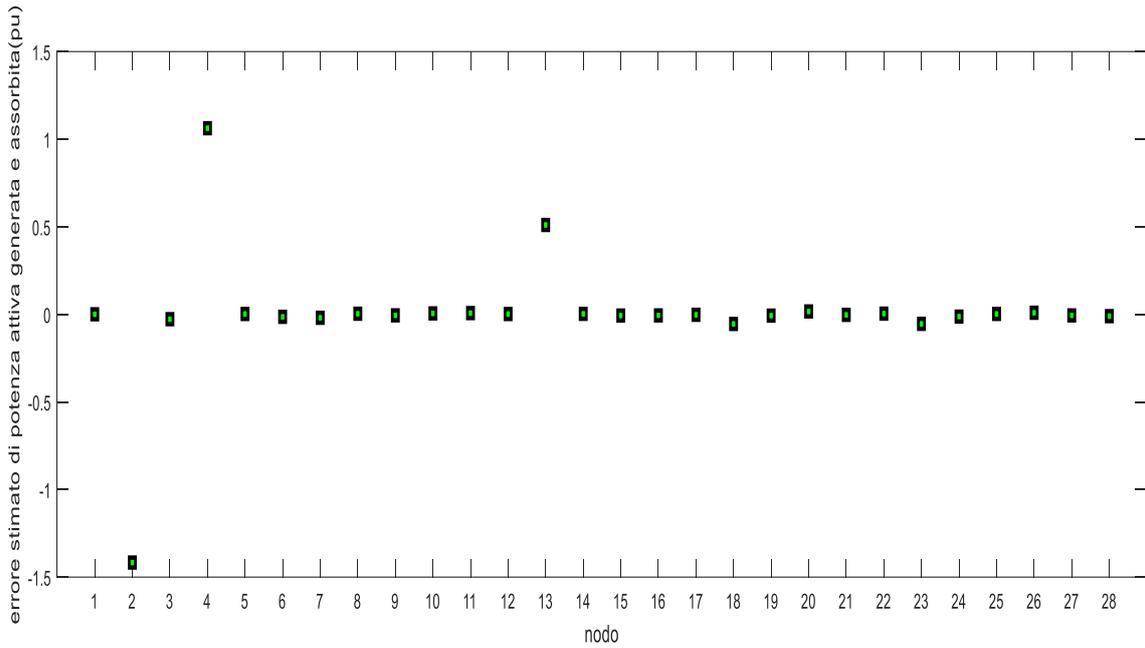


Figura 43: Grafico degli errori stimati di PC per il caso 2

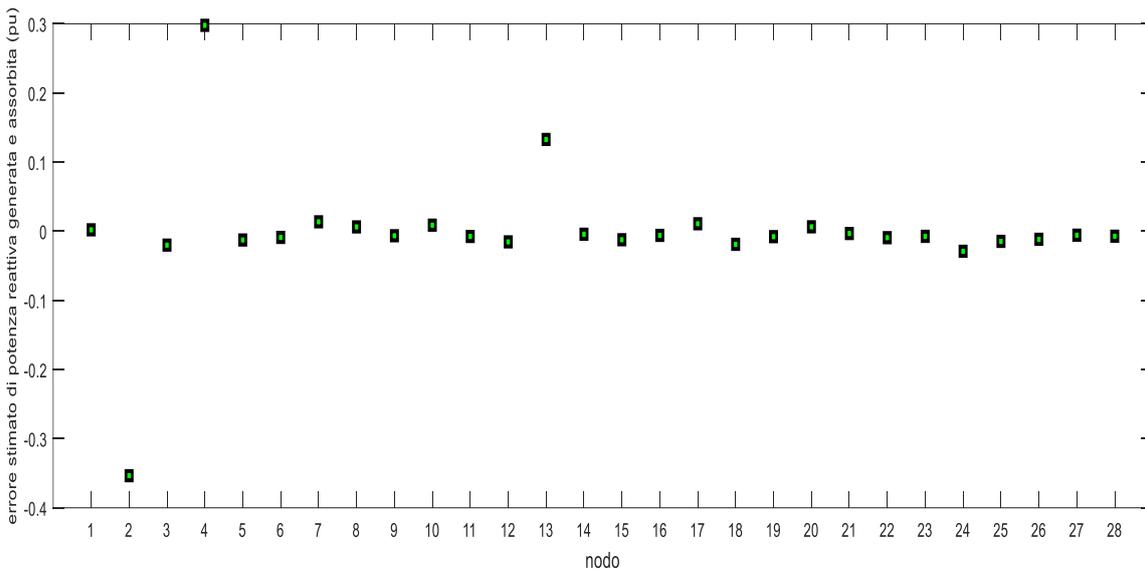


Figura 44: Grafico degli errori stimati di QC per il caso 2

Gli errori delle potenze attive e reattive assorbite e generate sono molto diversi rispetto a quelli del primo scenario, almeno di un ordine di grandezza più grandi.

Risulta ora utile mostrare i diagrammi in cui vengono confrontate le misure reali, quelle misurate e quelle stimate.

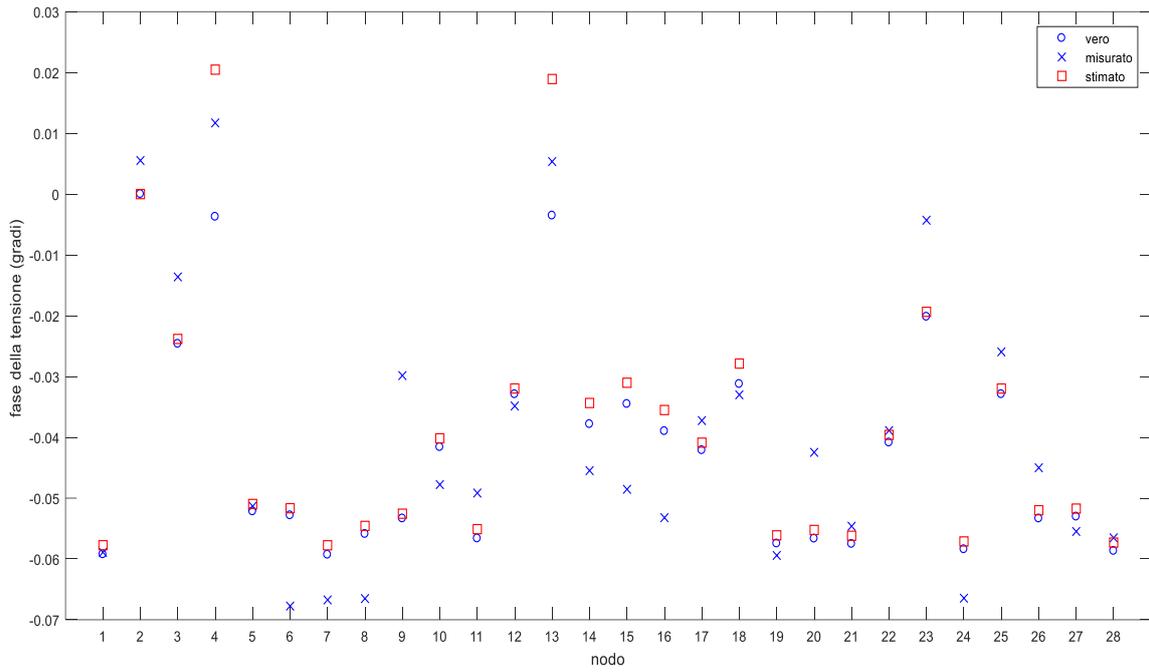


Figura 45: Confronto delle misure della fase della tensione per il caso 2

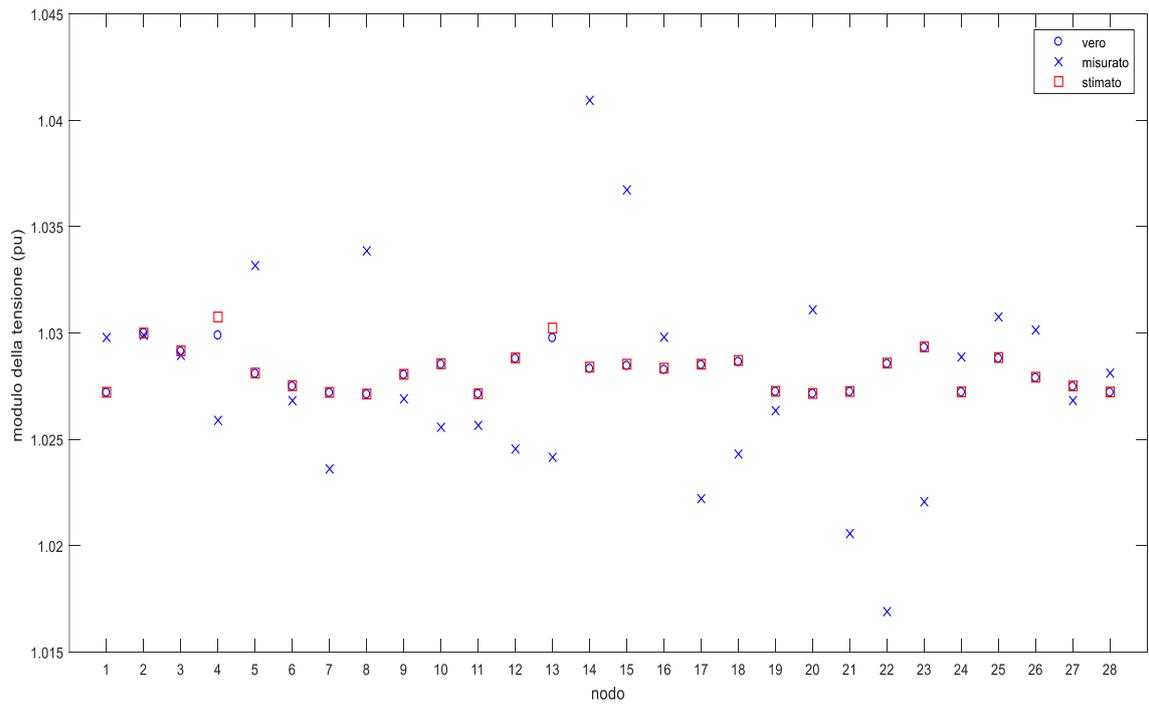


Figura 46: Confronto delle misure del modulo della tensione per il caso 2

Si può notare dalle precedenti figure che le misure stimate sono più disperse e non coincidenti con le misure reali perché in questo scenario si sono inseriti dei valori misurati

leggermente diversi dalle misure reali. Tale scenario fornisce una situazione più complicata ma anche più realistica.

### 7.3 Descrizione del primo scenario – rete IEEE

Si riportano nella successiva tabella i valori del modulo e della fase delle tensioni nodali della rete, dopo il calcolo della stima dello stato per il primo caso.

*Tabella 11: tensioni nodali dopo la stima dello stato nel caso 1 IEEE*

bus	modulo della tensione (Vm)	Fase della tensione (Va)
1	1,0300	0,0000
2	0,9920	-1,4839
3	0,9906	-1,5430
4	0,9691	-2,1068
5	0,9907	-1,5441
6	0,9901	-1,5654
7	0,9683	-2,4624
8	0,9656	-2,5805
9	0,9677	-2,4902
10	0,9673	-2,5065
11	0,9660	-2,5610
12	0,9670	-2,5207
13	0,9688	-2,1291
14	0,9451	-3,0957
15	0,9640	-2,4995

Si riportano successivamente i grafici dell'andamento della tensione nodale sia in modulo che in fase prima e dopo la stima dello stato.

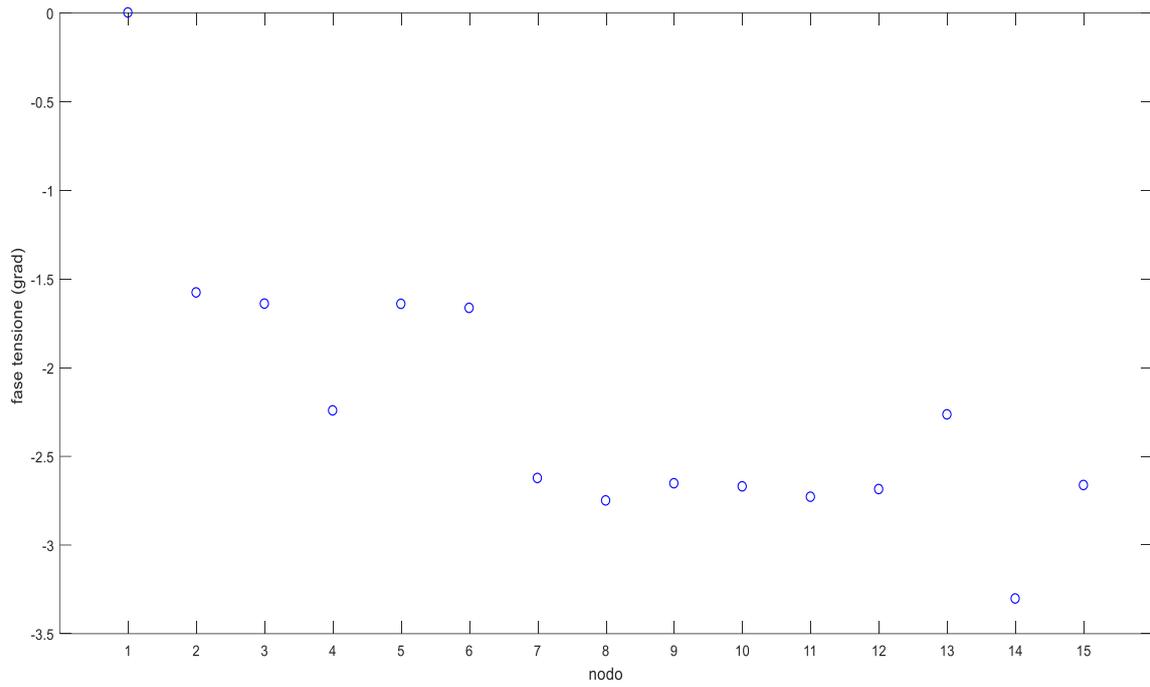


Figura 47: Grafico di  $V_a$  prima della stima dello stato nel caso 1

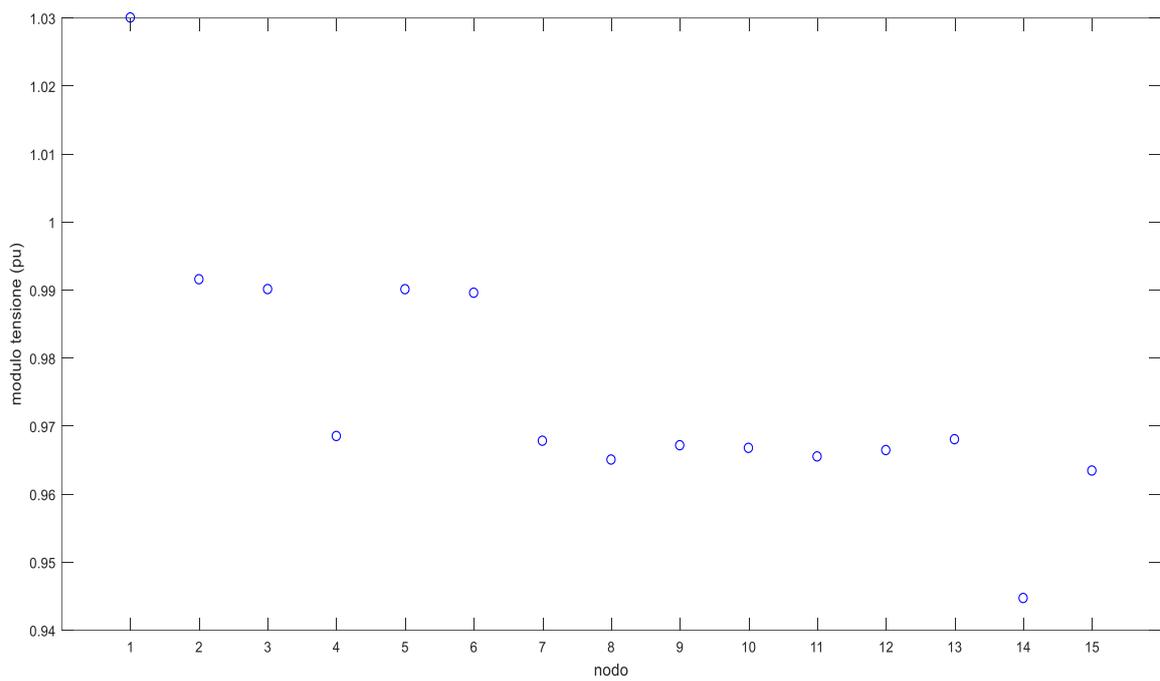


Figura 48: Grafico di  $V_m$  prima della stima dello stato nel caso 1

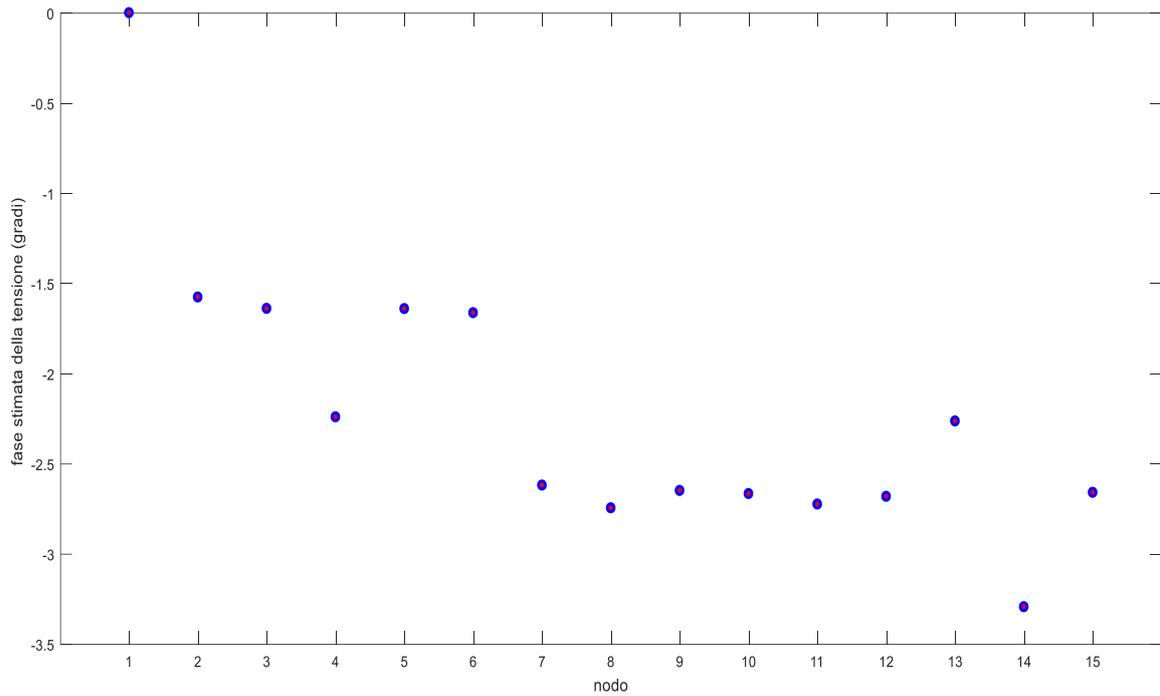


Figura 49: Grafico di  $V_a$  dopo la stima dello stato nel caso 1

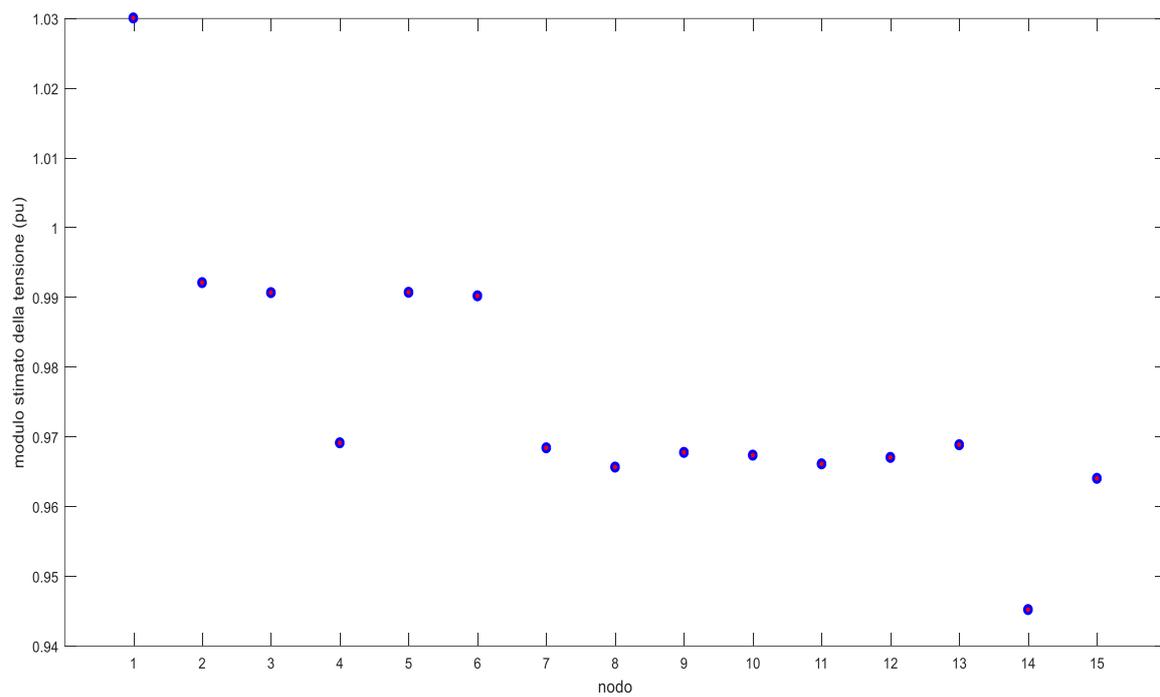


Figura 50: Grafico di  $V_m$  dopo la stima dello stato nel caso 1

Dai grafici e dalle tabelle sopra riportate si evince come vi siano delle differenze nelle misure effettuate a causa della presenza di errori, inevitabili nelle simulazioni.

Nelle successive due figure sono rappresentati gli errori stimati sia per il modulo della tensione  $V_m$  che per la fase  $V_a$ , utili per sottolineare come tra una misurazione e l'altra vi è sempre presente un errore.

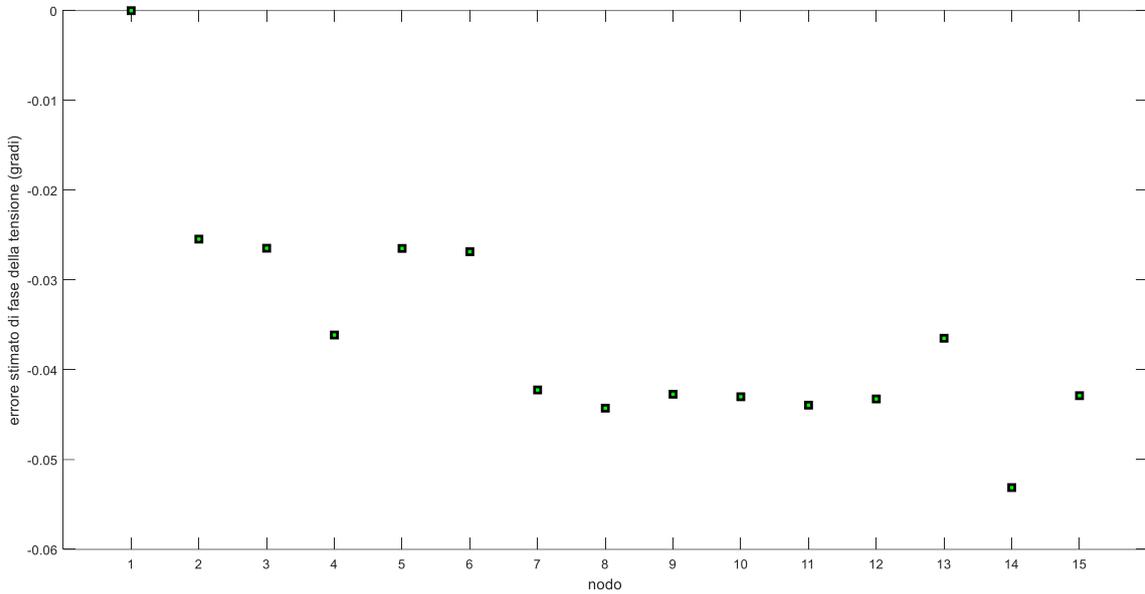


Figura 51: Grafico degli errori stimati di  $V_a$  nel caso 1

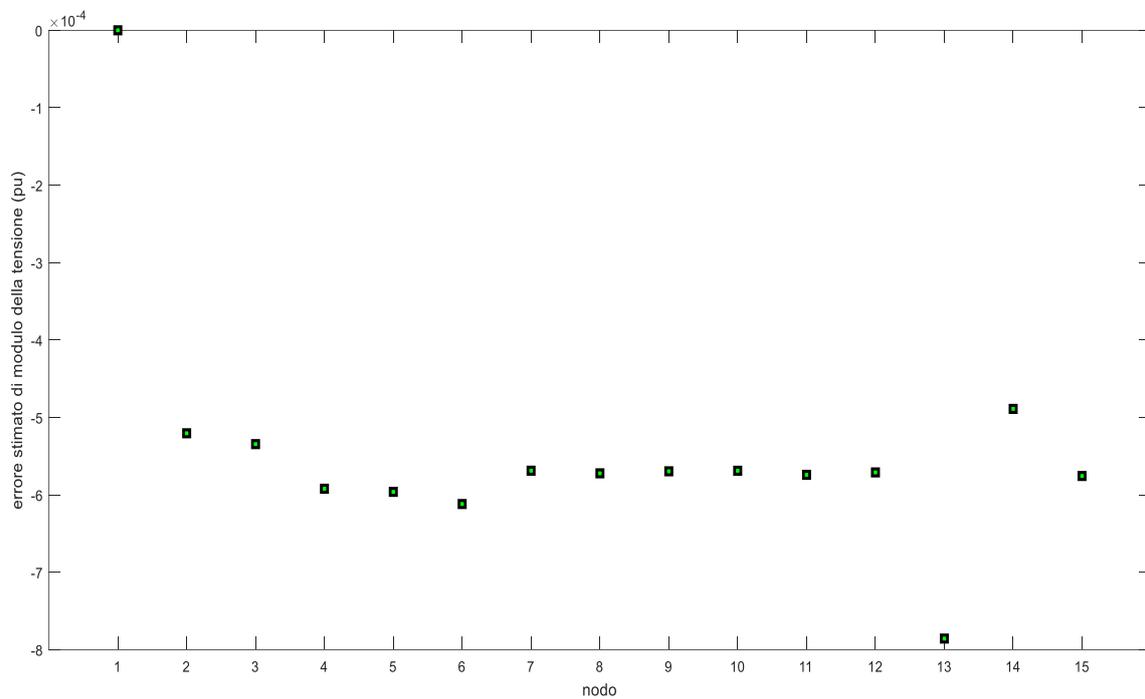


Figura 52: Grafico degli errori stimati di  $V_m$  nel caso 1

### 7.3.1 Risultati finali dopo la stima dello stato per il primo scenario

Dopo che sono stati riportati tutti i grafici sulle tensioni nodali, risulta di fondamentale importanza riportare anche i grafici degli errori delle potenze di transito lungo le linee. Nelle successive figure sono stati riportati i grafici degli errori stimati di PF, QF, PT e QT.

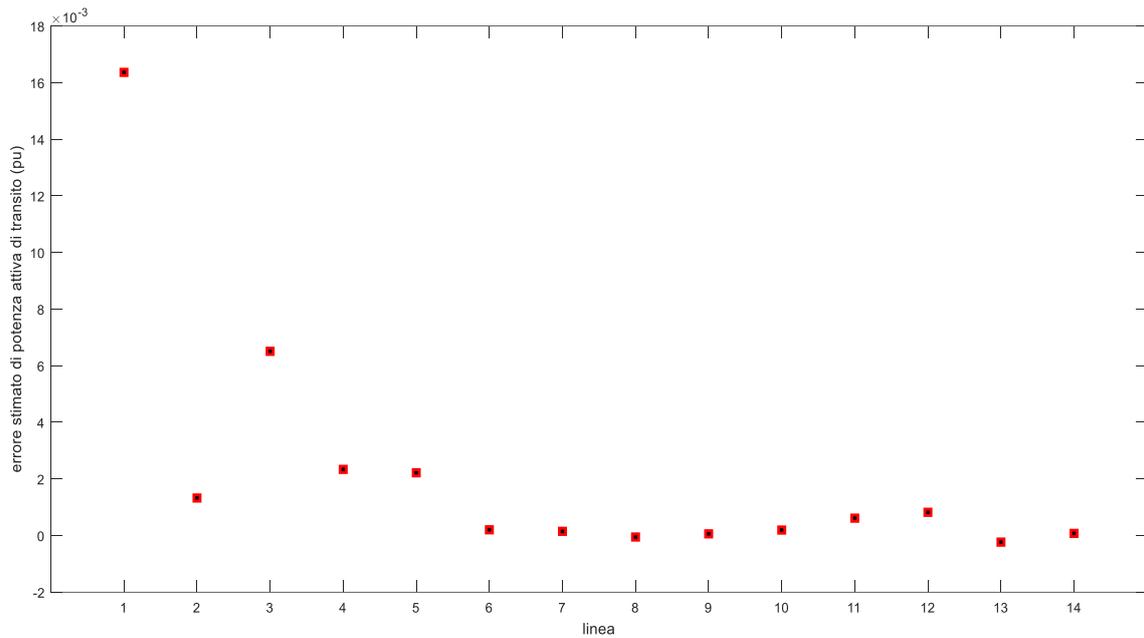


Figura 53: Grafico degli errori stimati di PF nel caso 1

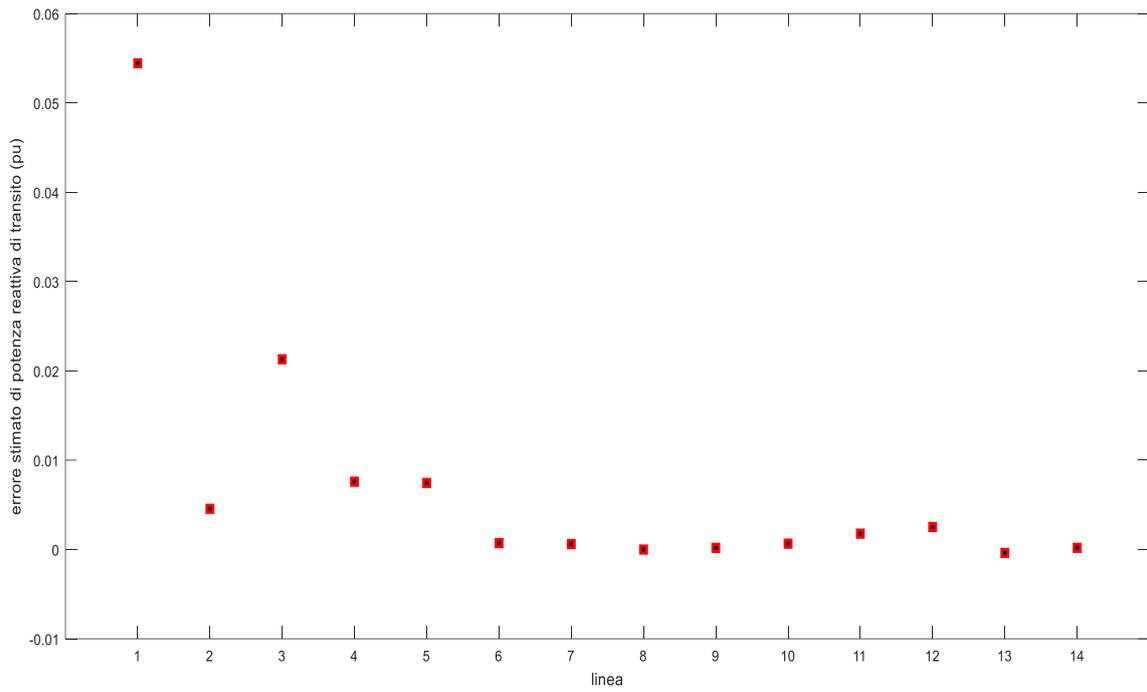


Figura 54: Grafico degli errori stimati di QF nel caso I

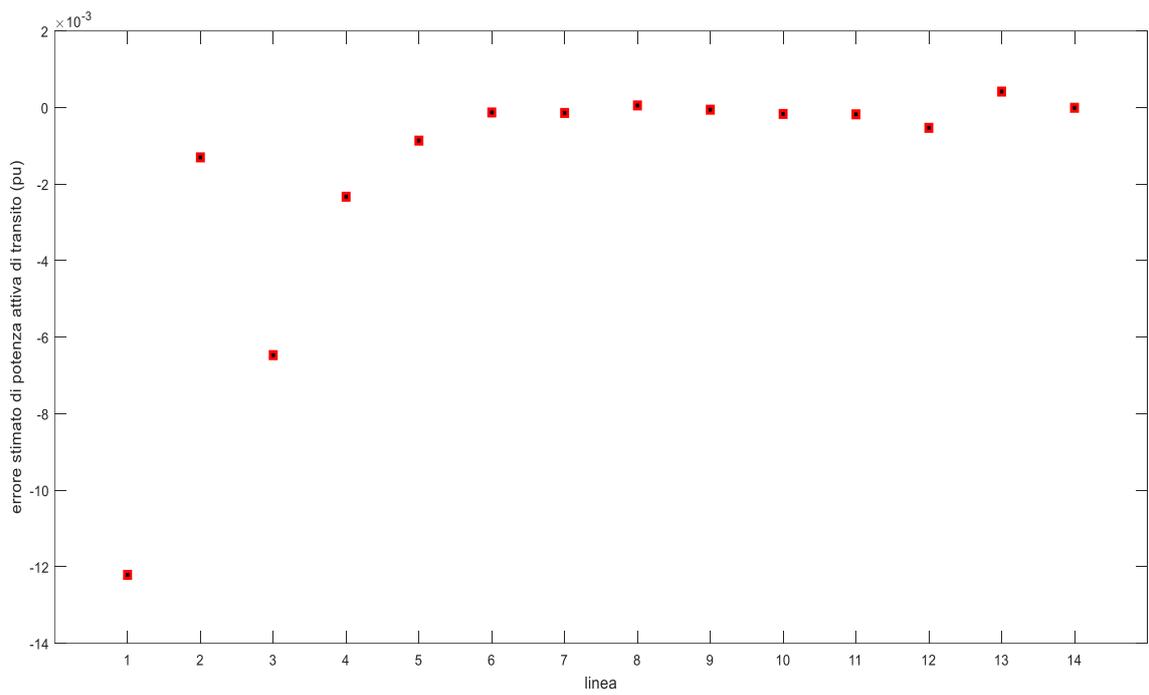
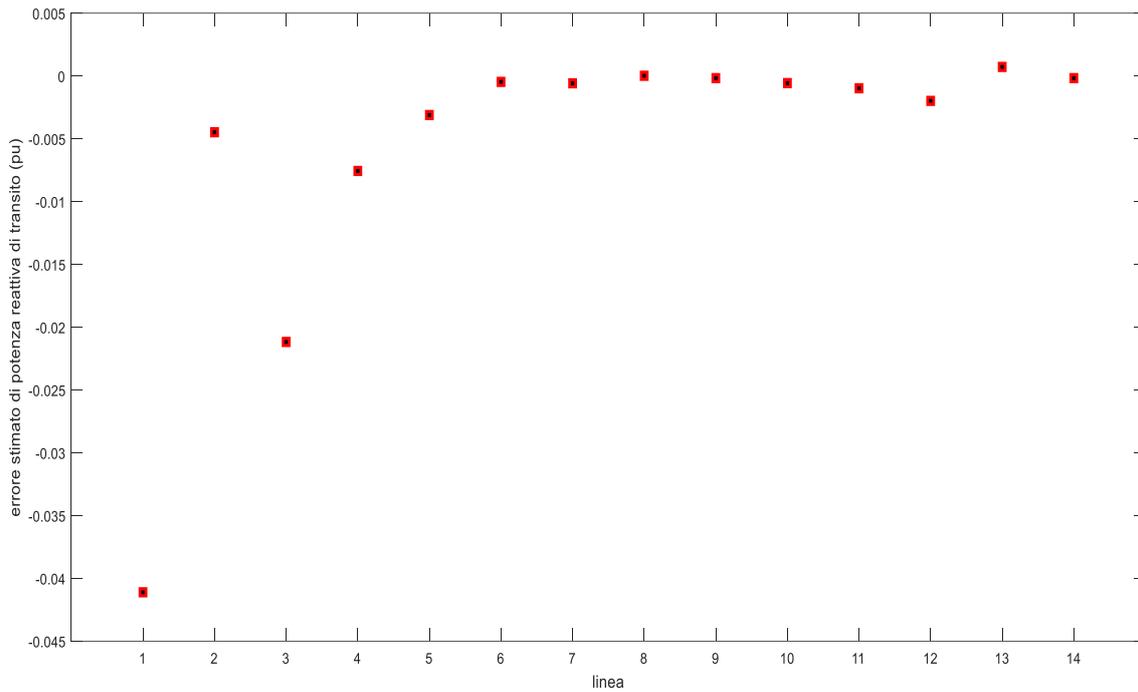


Figura 55: Grafico degli errori stimati di PT nel caso I



*Figura 56: Grafico degli errori stimati di QT nel caso 1*

Come si può facilmente notare dai grafici, gli errori delle potenze attive di transito PF e PT sono molto vicini allo zero per quasi tutte le linee così come gli errori sulle potenze reattive di transito QF e QT.

Infine risulta importante riportare anche i grafici degli errori della potenza attiva PC e reattiva QC dei generatori e dei carichi.

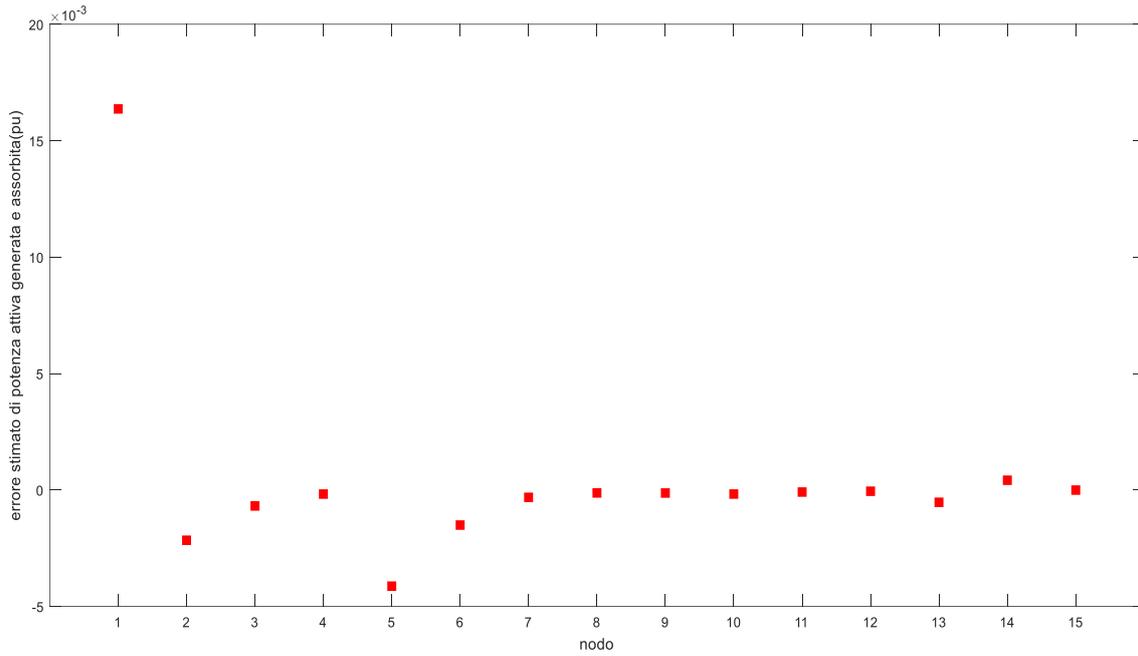


Figura 57: Grafico degli errori stimati di PC nel caso 1

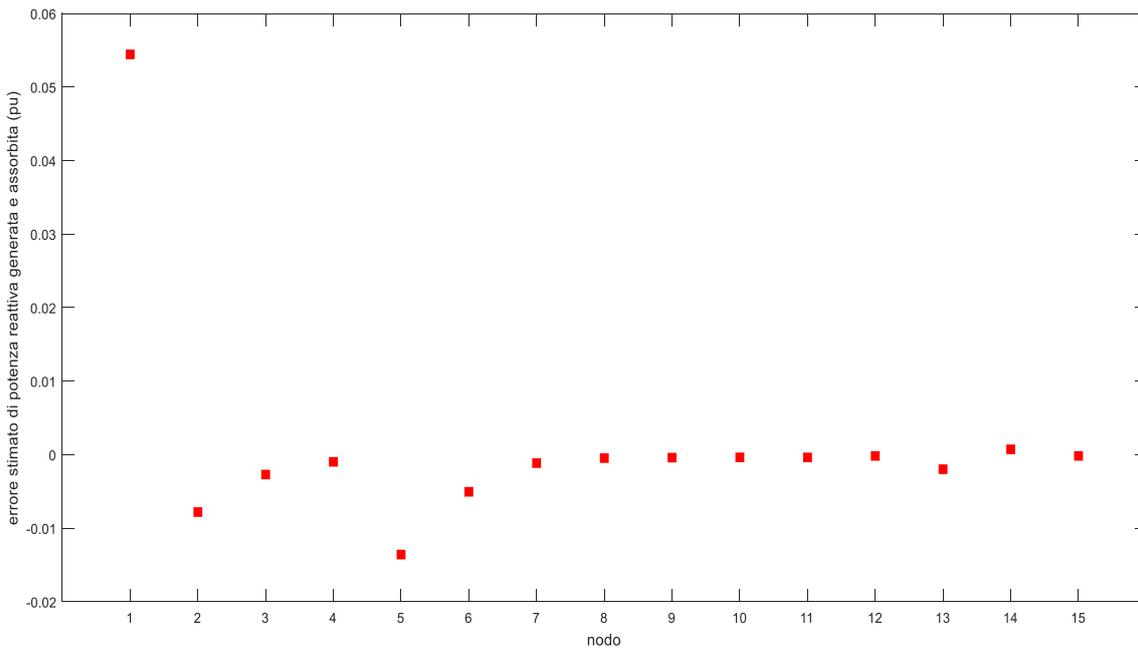


Figura 58: Grafico degli errori stimati di QC nel caso 1

Anche osservando le potenze erogate ed assorbite si può vedere come gli errori siano molto piccoli.

Nelle successive figure verranno invece mostrati i diagrammi in cui si confrontano le misure reali, quelle misurate e quelle stimate.

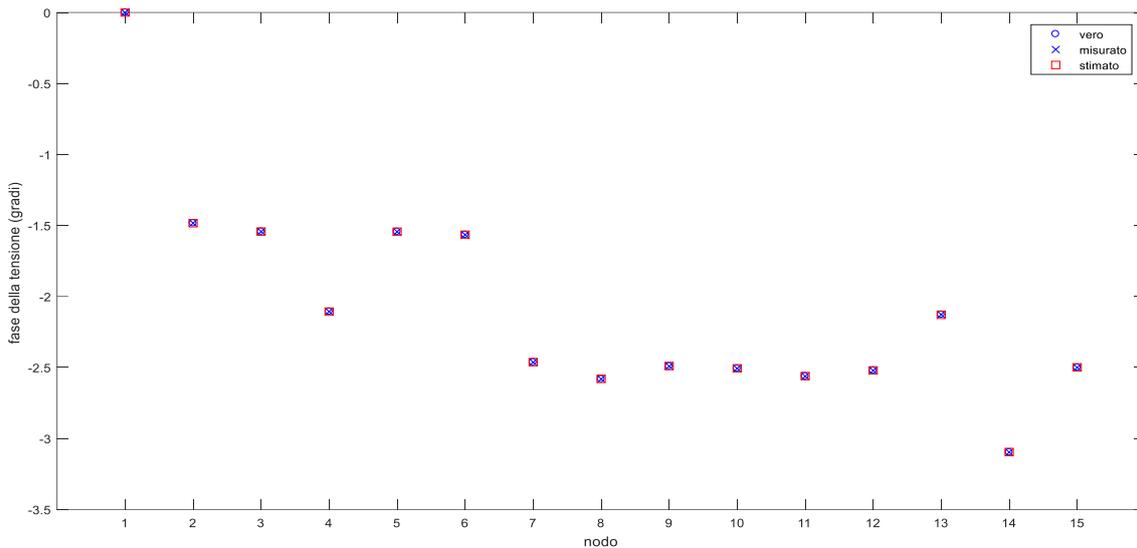


Figura 59: Confronto delle misure della fase della tensione per il caso 1

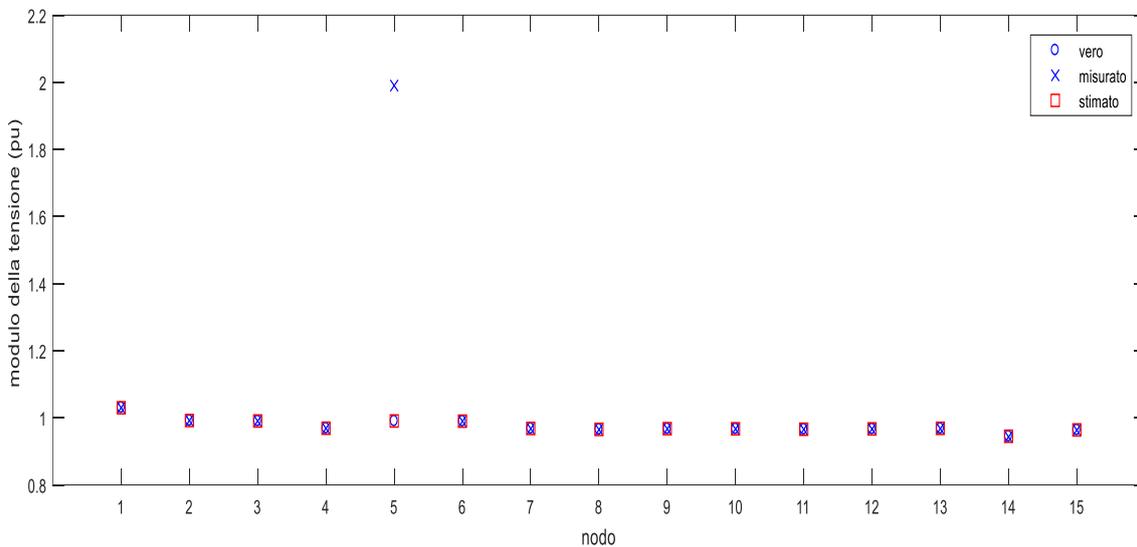


Figura 60: Confronto delle misure del modulo della tensione per il caso 1

Come si nota dai grafici, in questo primo scenario è stato ipotizzato di avere misure vere e valori misurati quasi identici tranne il modulo della tensione nel nodo 5 che è stato modificato volutamente. Le misure stimate sono molto vicine alle misure reali, dimostrando quindi che l'inserimento di una misura errata non ha modificato la bontà della stima dello stato.

## 7.4 Descrizione del secondo scenario – rete IEEE

Si riportano nella successiva tabella i valori del modulo e della fase della tensione ottenuti con la stima dello stato per il secondo scenario.

Tabella 12: tensioni nodali dopo la stima dello stato nel caso 2 IEEE

bus	Modulo della tensione (Vm)	Fase della tensione (Va)
1	1,0300	0,0000
2	0,9914	-1,4951
3	0,9899	-1,5565
4	0,9677	-2,0849
5	0,9899	-1,5527
6	0,9894	-1,5741
7	0,9676	-2,4692
8	0,9649	-2,5886
9	0,9670	-2,4972
10	0,9666	-2,5144
11	0,9653	-2,5618
12	0,9663	-2,5295
13	0,9688	-2,0817
14	0,9442	-2,9925
15	0,9632	-2,4964

Anche in questo caso risulta utile riportare i grafici dell'andamento della tensione nodale, sia in modulo che in fase, prima e dopo la stima dello stato.

L'andamento della tensione prima della stima dello stato è lo stesso di quello che si ottiene nel primo scenario e quindi non lo si riporta.

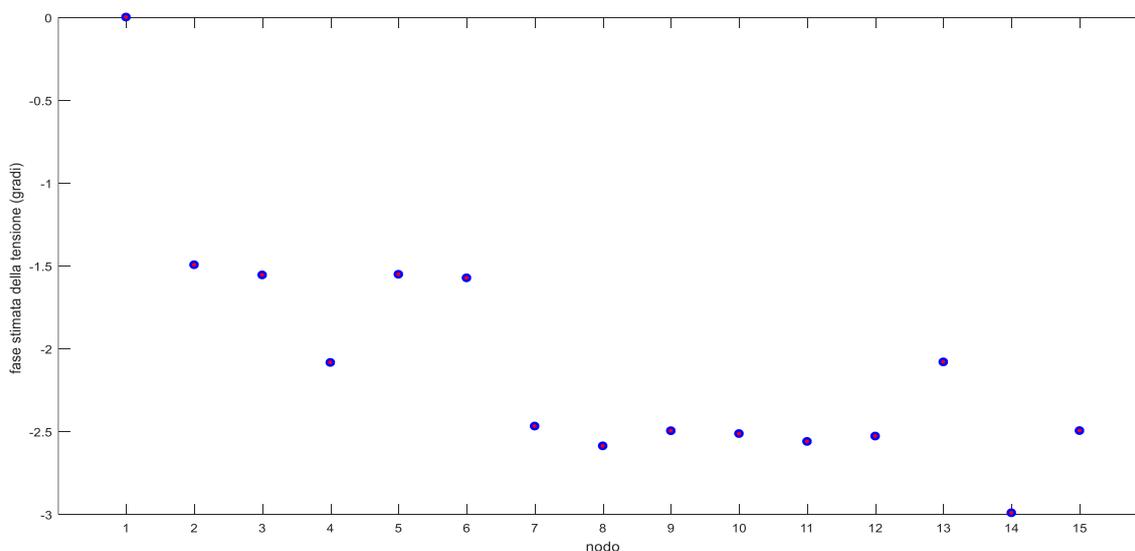


Figura 61: Grafico di  $V_a$  dopo la stima dello stato nel caso 2

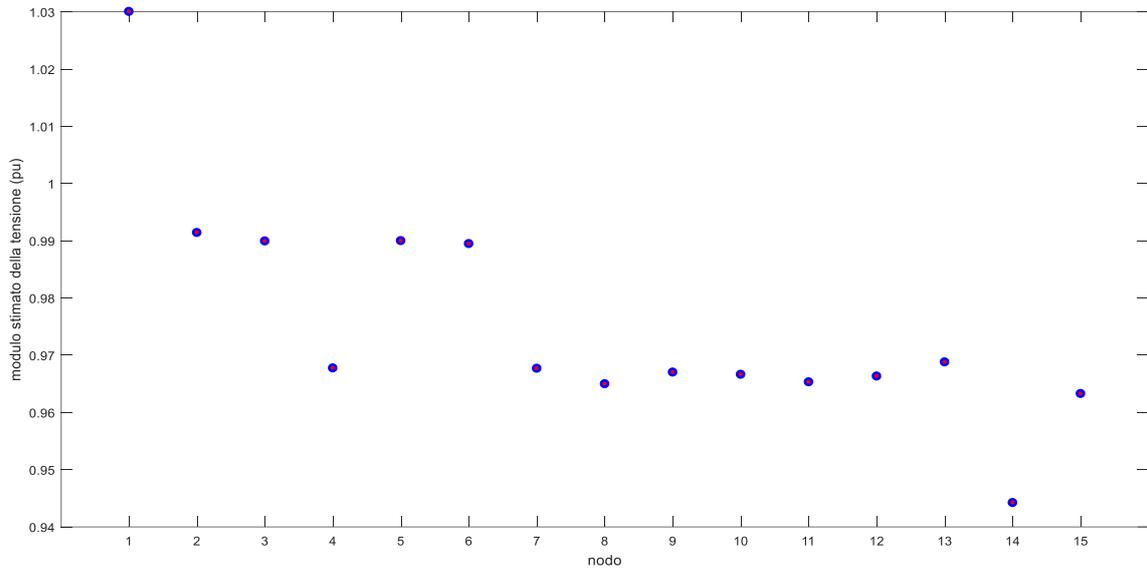


Figura 62: Grafico di  $V_m$  dopo la stima dello stato nel caso 2

Si riportano pure i grafici degli errori stimati della tensione in modulo e fase:

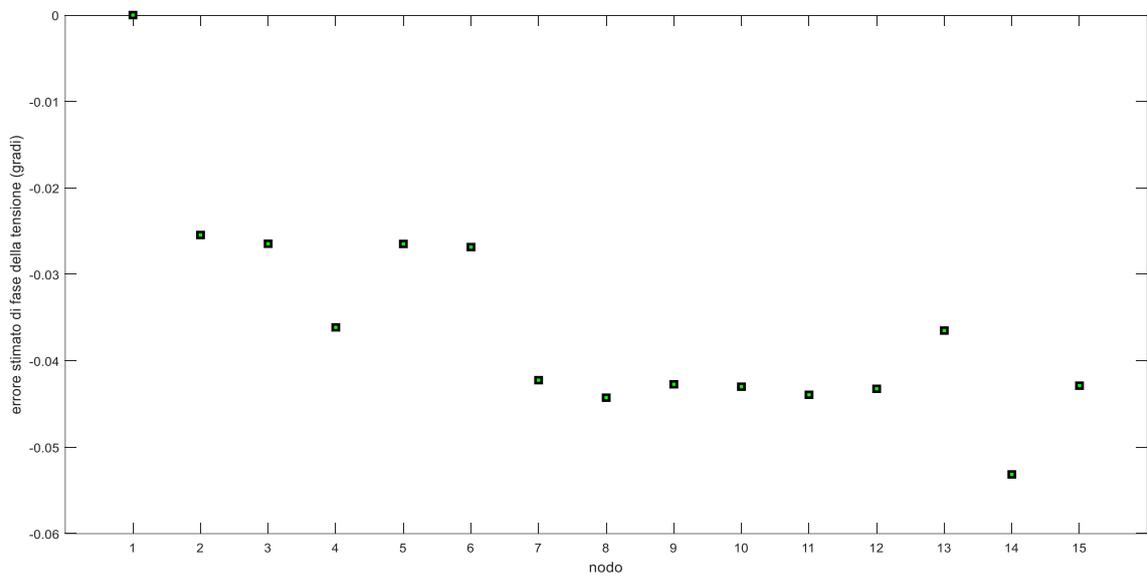


Figura 63: Grafico degli errori stimati di  $V_a$  per il caso 2

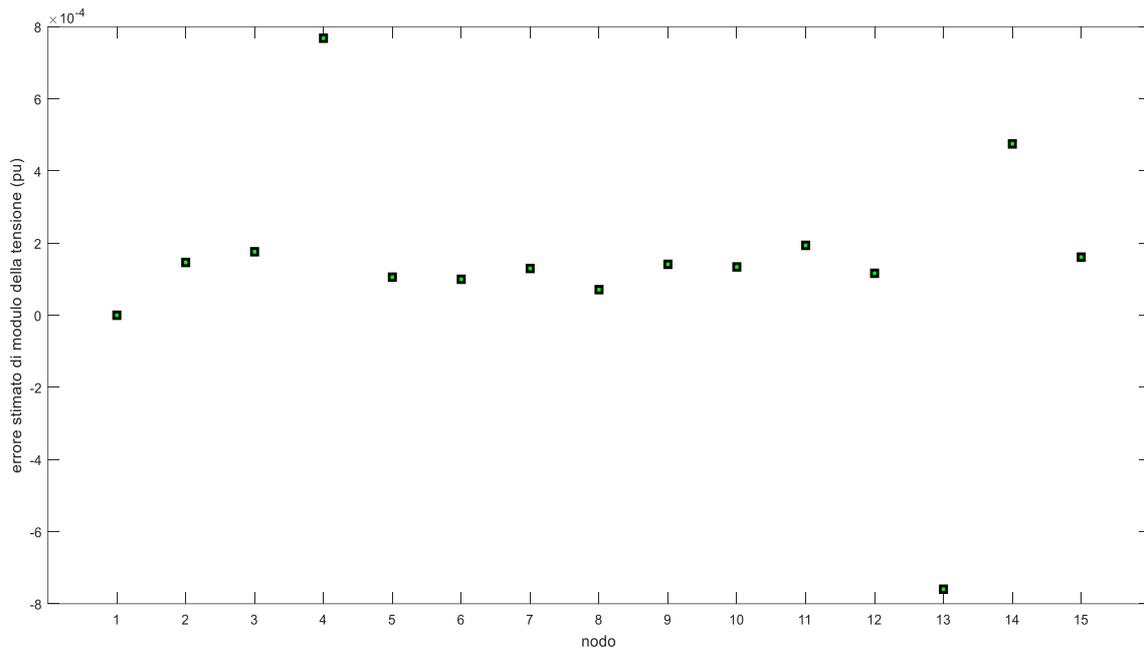


Figura 64: Grafico degli errori stimati di  $V_m$  per il caso 2

Anche in questo scenario gli errori stimati delle tensioni nodali sono molto piccoli, sia in modulo che in fase, ma si discostano maggiormente dallo zero rispetto al primo caso.

#### 7.4.1 Risultati finali dopo la stima dello stato per il secondo scenario

Come per il primo scenario, si riportano anche in questo caso i grafici degli errori delle potenze di transito e delle potenze generate.

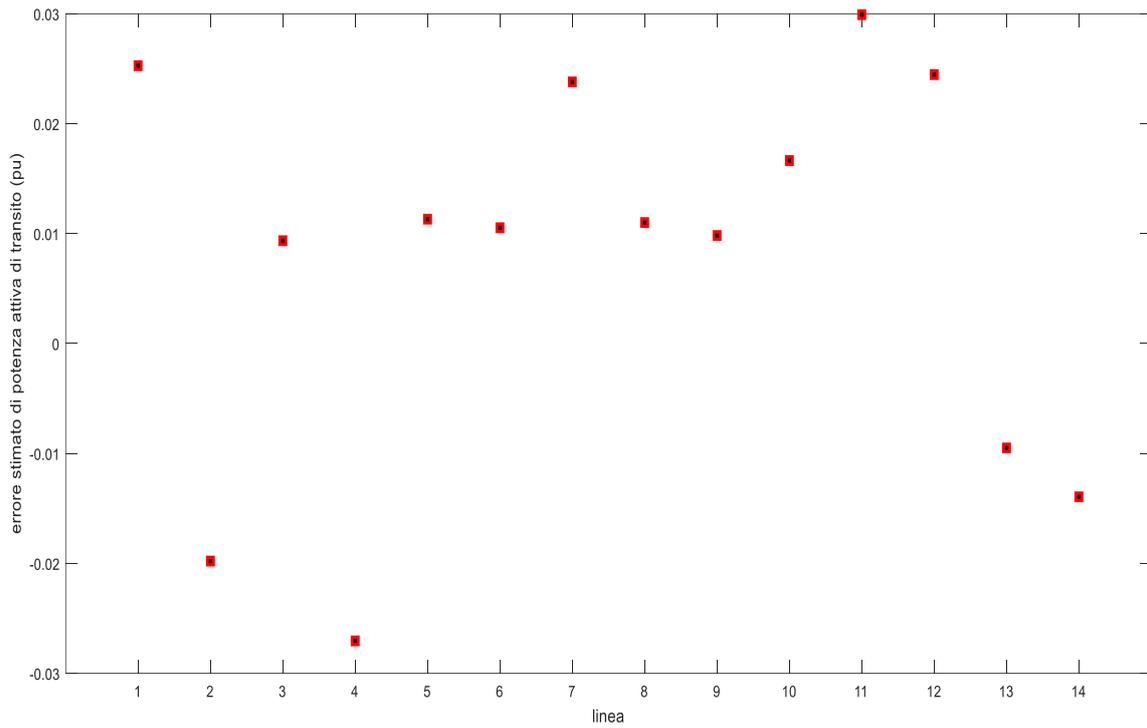


Figura 65: Grafico degli errori stimati di PF nel caso 2

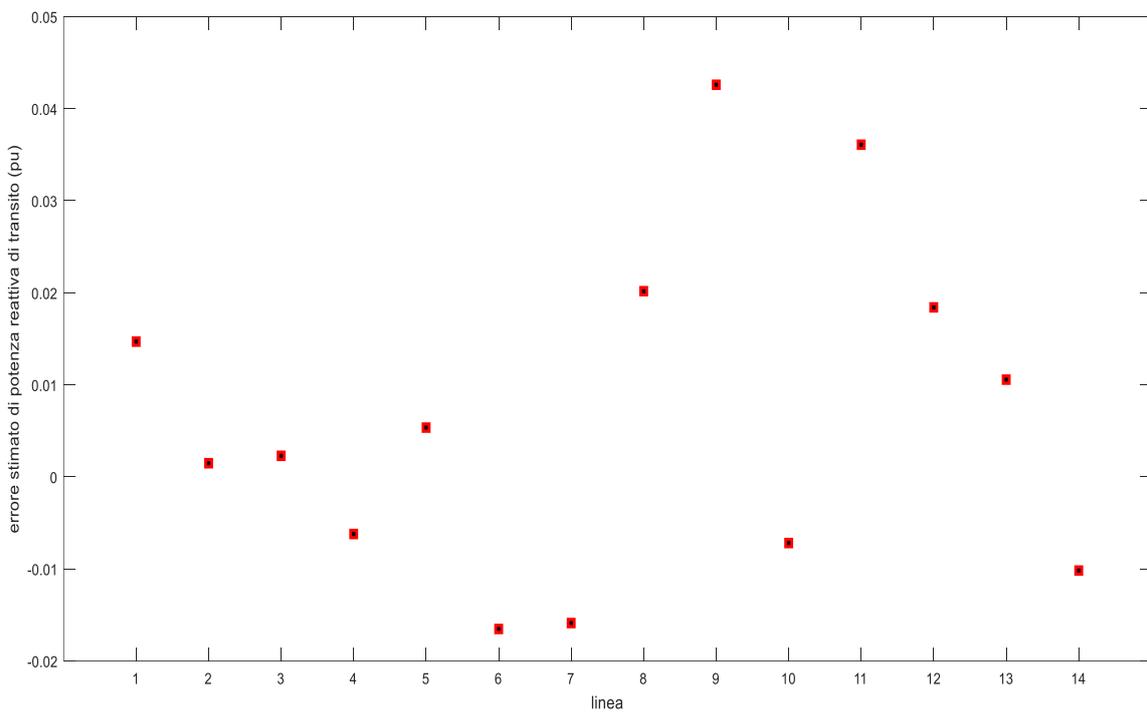


Figura 66: Grafico degli errori stimati di QF nel caso 2

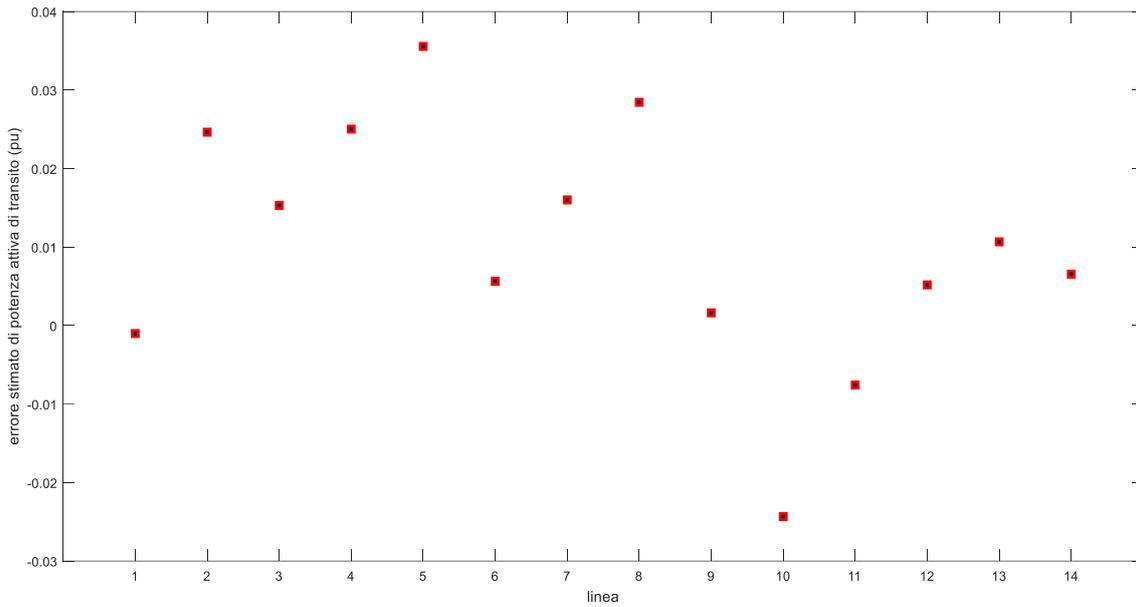


Figura 67: Grafico degli errori stimati di PT nel caso 2

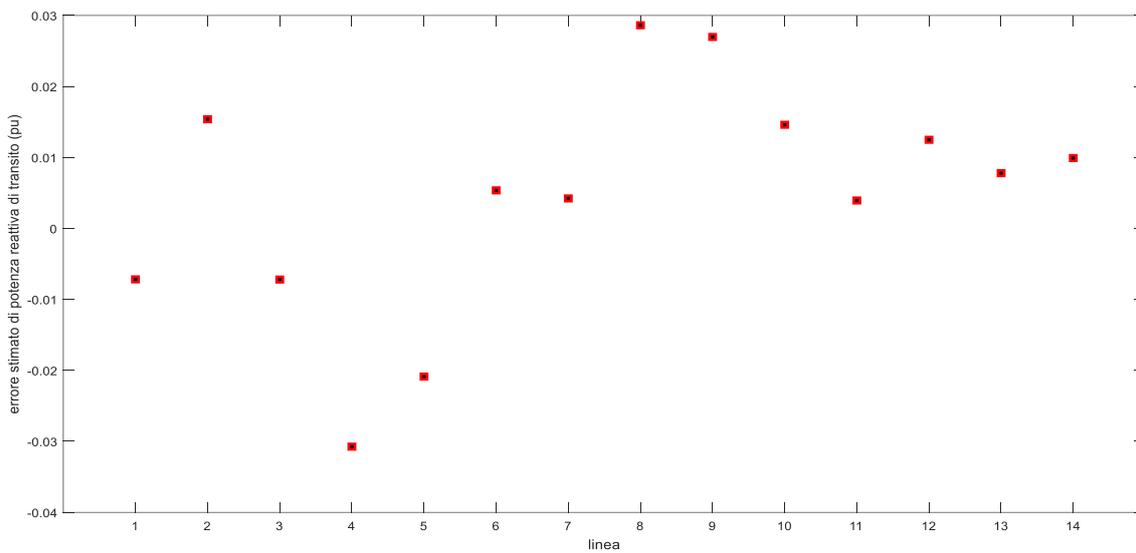


Figura 68: Grafico degli errori stimati di QT nel caso 2

Si nota come gli errori delle potenze attive e reattive di transito siano dell'ordine dei centesimi, ma comunque molto vicini allo zero.

Infine si riportano i grafici delle potenze erogate dai generatori e assorbite dai carichi per lo scenario 2.

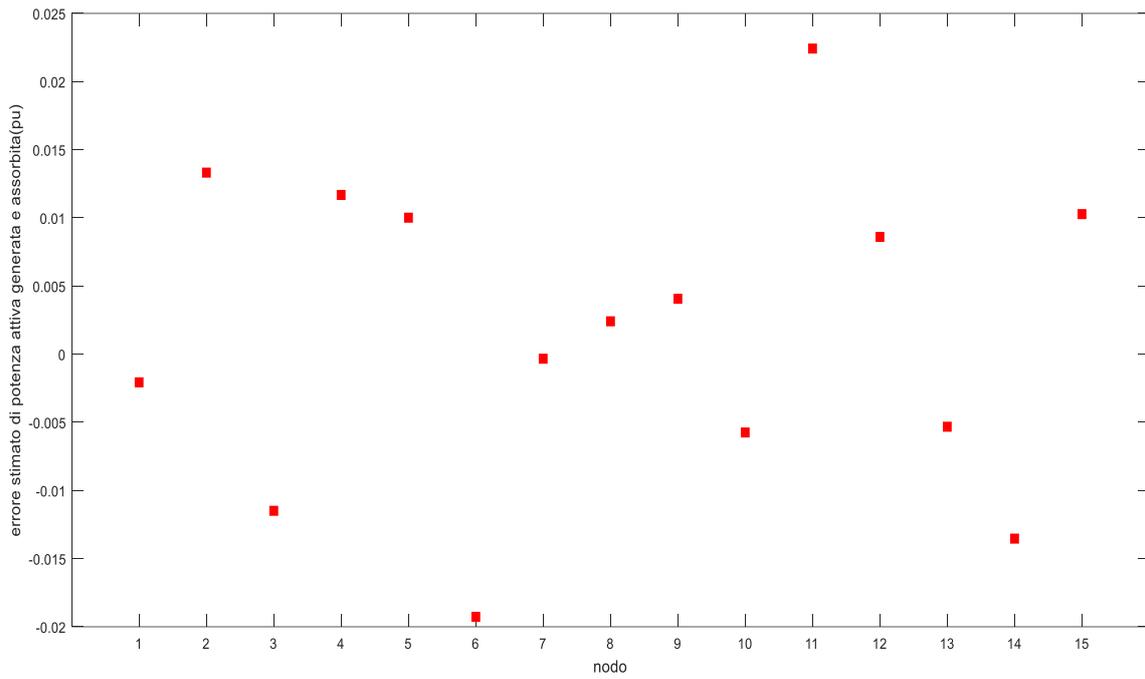


Figura 69: Grafico degli errori stimati di PC per il caso 2

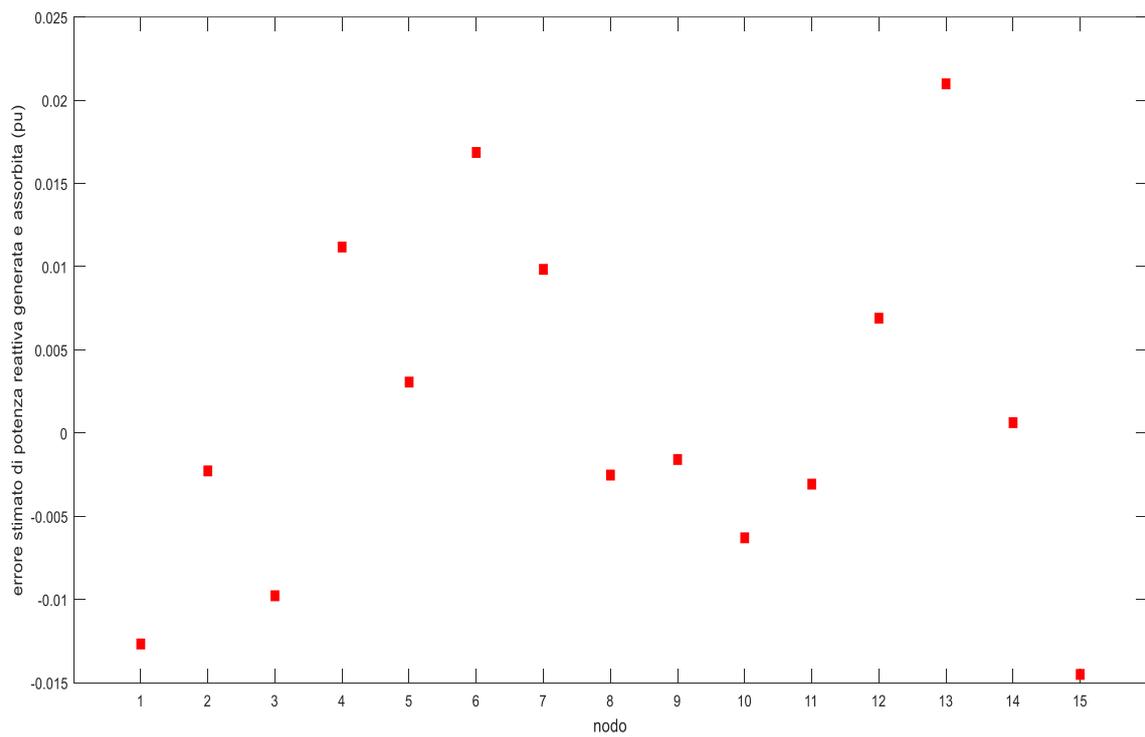


Figura 70: Grafico degli errori stimati di QC per il caso 2

Gli errori delle potenze attive e reattive assorbite e generate sono molto diversi rispetto a quelli del primo scenario, almeno di un ordine di grandezza più piccoli.

Risulta ora utile mostrare i diagrammi in cui vengono confrontate le misure reali, quelle misurate e quelle stimate.

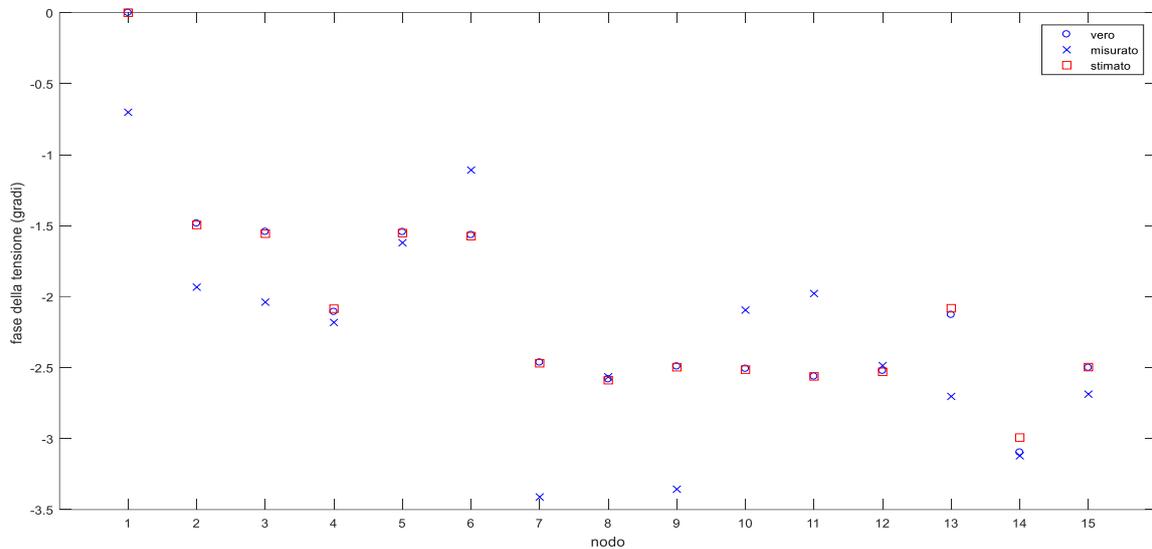


Figura 71: Confronto delle misure della fase della tensione per il caso 2

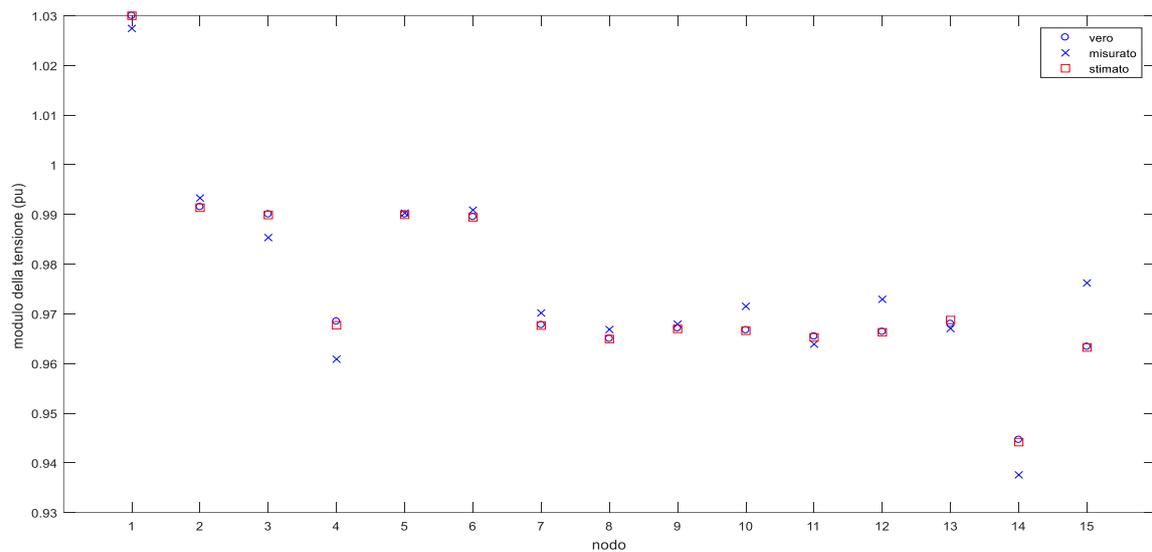


Figura 72: Confronto delle misure del modulo della tensione per il caso 2

Si può notare dalle precedenti figure che le misure stimate sono più disperse e non coincidenti con le misure reali perché in questo scenario si sono inseriti dei valori misurati leggermente diversi dalle misure reali. Tale scenario fornisce una situazione più complicata ma anche più realistica.

## CAPITOLO 8: Conclusioni

La conoscenza dello stato di un sistema elettrico è essenziale per l'esercizio della rete nel rispetto dei vincoli tecnici stabiliti e per la sua gestione efficiente.

Una procedura di stima dello stato in reti di distribuzione di media tensione è stata messa a punto nell'ipotesi semplificativa di sistema simmetrico ed equilibrato e di rete bilanciata. Il metodo utilizzato è quello di minimizzazione pesata degli scarti quadratici, ovvero dei pesi che sono l'inverso delle varianze degli errori di misura dei sensori disponibili.

E' stato analizzato un codice scritto in MATLAB (in particolare nella libreria Matpower) per riuscire ad ottenere la stima dello stato di due reti, una di grosse dimensioni (65 nodi) e una di piccole dimensioni (14 nodi). Il codice ha previsto inizialmente la determinazione delle tensioni nodali reali, delle potenze scambiate ai nodi e delle potenze di transito lungo le linee che rappresentano il punto di partenza per generare misure che verranno poi utilizzate nell'algoritmo di stima dello stato.

Successivamente si è affrontato il problema della stima dello stato sfruttando i valori delle deviazioni standard delle misure già disponibili, ovvero delle tensioni e delle potenze.

Una volta ottenuta la stima delle misure, si è svolto il calcolo di stima dello stato mediante il quale si sono ottenuti i valori delle tensioni sia in modulo che in fase ritenuti più vicini al valore vero.

Come detto anche precedentemente, due reti test sono state prese in considerazione, una rappresentativa di reti urbane e l'altra di reti rurali o suburbane.

La rete urbana oggetto di analisi è una porzione di rete reale italiana, caratterizzata da una potenza di cortocircuito relativamente elevata, di proprietà dell'ente distributore AMAIE. Reti urbane come quella considerata sono dimensionate per poter subire variazioni di topologia e di potenza contrattuale degli utenti finali senza richiedere costosi interventi di adeguamento, per cui risulta essere per certi versi sovradimensionata e caratterizzata da piccole variazioni di tensione sulle linee anche a carichi prossimi alla potenza installata.

La rete rurale presa in considerazione è la rete test IEEE a 13 nodi. Questa rete possiede una potenza di cortocircuito molto inferiore alla rete AMAIE e le variazioni di tensione nei rami della dorsale risultano essere significativamente maggiori.

Le principali difficoltà riscontrate durante l'esecuzione del calcolo di loadflow riguardano il posizionamento in rete del nodo di saldo e l'influenza dei carichi di bassa tensione. In particolare è stato scelto come nodo di saldo il nodo corrispondente al secondario del trasformatore di cabina primaria e non sono stati considerati i nodi di bassa tensione poiché risentono di grosse cadute di tensione e sfasamenti nei trasformatori. E' stato inoltre disabilitato il congiuntore di connessione tra i due nodi di media tensione subito a valle della cabina primaria poiché elemento di disturbo per la matrice jacobiana.

Il calcolo di stima dello stato implementato in Matpower è poi stato utilizzato in una analisi di sensitività agli errori di misura, effettuando il calcolo di stima dello stato in due diversi scenari.

Nel primo scenario si è supposto che i valori misurati siano quasi tutti coincidenti con i valori veri ad eccezione di una misura completamente errata (presenza di un bad data) mentre nel secondo scenario si è ipotizzato che tutte le misure siano affette da errori generati mediante una distribuzione di probabilità gaussiana con valor medio pari al valore vero e deviazione standard pari a quella ipotizzata dal calcolo di stima dello stato. Avendo analizzato in dettaglio entrambi gli scenari si può evincere come nel primo l'accuratezza della stima dello stato potrebbe essere influenzata da misure completamente sbagliate ma che la procedura fornisca comunque una stima accettabile mentre nel secondo scenario, caratterizzato da errori di misura generati secondo le stesse deviazioni standard ipotizzate nella stima, si forniscono risultati molto vicini a quelli veri.

## Riferimenti

- [1] "Smartgen," [Online]. Available: <http://www.smartgen.it>.
- [2] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez e R. J. Thomas, "MATPOWER: Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education, Ithaca" IEEE, 2011.
- [3] J. J. Grainger and W. D. Stevenson, "State estimation of power systems," in *Power System Analysis*, International Editions: McGraw-Hill, 1994.
- [4] A. Borghetti, S. Massucco e G. Viano, "D 1.1 Stato dell'arte," in *Progetto Smartgen*, Bologna, 2011.
- [5] I. Gianinoni e M. de Nigris, "Mobilità Elettrica: infrastrutture e modalità di ricarica - impatto sulla rete di distribuzione," RSE: Ricerca Sistema Elettrico, Roma, 2010.
- [6] A. Borghetti, D. Messori, F. Napolitano e C. A. Nucci, "D 2.1 Calcoli di rete e algoritmi di ottimizzazione per la gestione in linea," in *Progetto Smartgen*, Bologna, 2011.
- [7] S. Massucco e G. Viano, "D 1.2 Analisi tecnologie e strumenti," in *Progetto Smartgen*, Genova, 2011.
- [8] M. Celik e W. Liu, "A practical distribution state calculation algorithm," in *Proceedings IEEE PES 1999 winter meeting*, New York, 1999.
- [9] A. Exposito, A. de la Jaen e J. L. R. Izaga, "An Alternative State Estimation Formulation for Radial Distribution Networks," in *Proceedings of the 2007 IEEE Lausanne PowerTech*, Lausanne, 2007.

- [10] M. Miner, "Neural Energy Consulting," 28 Novembre 2009. [Online]. Available: <http://www.neuralenergy.info/2009/07/italy.html>.
- [11] A. Al-Wakeel, J. Wu e N. Jenkins, "State estimation of medium voltage distribution networks using smart meter measurements," *Applied Energy*, vol. 184, p. 207–218, 2016.
- [12] R. Singh, B. Pal e R. Jabr, "Distribution system state estimation through Gaussian mixture model of the load as pseudo-measurement," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 4, n. 1, pp. 50-59, 2010.
- [13] S. Bolognani, R. Carli e M. Todescato, "State estimation in power distribution networks with poorly synchronized measurements," in *2014 IEEE 53rd Annual Conference*, 2014.
- [14] S. Massucco e G. Viano, "D.2.2 Metodologie basate su monitoraggio distribuito," in *Progetto Smartgen*, Genova, 2012.
- [15] Z. J. Simendic, C. Vladimir e G. S. Svenda, "In-field verification of the real-time distribution state estimation," in *CIREN 2005*, Torino, 2005.
- [16] N. Katic, L. Fei, G. Svenda e Z. Yongji, "Field testing of distribution state estimator," in *CIREN 2013*, Stockholm, 2013.
- [17] G. N. Korres, N. D. Hatzargyriou e P. J. Katsikas, "State estimation in Multi-Microgrids," *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 21, n. 2, p. 1178–1199, 2011.
- [18] C. Lu, J. Teng e W. Liu, "Distribution system state estimation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, n. 1, pp. 229 - 240, 1995.

- [19] P. Janssen, T. Sezi e J.-C. Maun, "Distribution system state estimation using unsynchronized phasor measurements," in *3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies*, Berlin, 2012.
- [20] D. Macii, G. Barchi e L. Schenato, "On the Role of Phasor Measurement Units for Distribution System State Estimation," in *IEEE Workshop on Environmental Energy and Structural Monitoring Systems*, Napoli, 2014.
- [21] R. Arritt e R. Dugan, "Comparing load estimation methods for distribution system analysis," in *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED)*, Stockholm, 2013.
- [22] J. Wu, Y. He e N. Jenkins, "A robust state estimator for medium voltage distribution networks," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, n. 2, pp. 1008 - 1016, 2013.
- [23] W.-M. Lin e J.-H. Teng, "State estimation for distribution systems with zero-injection constraints," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, n. 1, pp. 518 - 524, 1996.
- [24] M. E. Baran, J. Jung e T. E. McDermott, "Including voltage measurements in branch current state estimation for distribution systems," in *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Calgary, 2009.
- [25] W. Li, B. Mi, C. Huang e X. Xiong, "Distribution network state estimation based on node voltage of variable weights," in *Proceedings of International Conference on Modelling, Identification & Control (ICMIC)*, Cairo, 2013.
- [26] S. Sarri, M. Paolone, R. Cherkaoui, A. Borghetti, F. Napolitano e C. Nucci, "State estimation of Active Distribution Networks: Comparison between WLS and iterated kalman-filter algorithm integrating PMUs," in *3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies*, Berlino, 2012.

- [27] C. Muscas, M. Pau, P. A. Pegoraro, S. Sulis, F. Ponci e A. Monti, “Multiare Distribution System State Estimation,” *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 64, n. 5, pp. 1140 - 1148, 2015.
- [28] S. H. Braunstein, N. G. Bretas, A. Rossoni e A. Bretas, “Bad data analysis in distribution state estimation considering load models,” in *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Denver, 2015.
- [29] P. A. Pegoraro e S. Sulis, “Robustness-Oriented Meter Placement for Distribution System State Estimation in Presence of Network Parameter Uncertainty,” *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 62, n. 5, pp. 954 - 962, 2013.
- [30] A. Primadianto e C.-N. Lu, “A Review on Distribution System State Estimation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, 2016.
- [31] S. Massucco e G. Viano, “D 1.5 Definizione scenari applicativi,” in *Progetto Smartgen*, Genova, 2012.
- [32] I. P. & E. Society, “Distribution Test Feeders,” 05 07 2013. [Online]. Available: <https://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/>.
- [33] A. S. Debs e R. E. Larson, “A dynamic estimation for tracking the state of a power system,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 89, p.1670–1678, 1970.
- [34] S. Scalari, L. De Chirico e G. Viano, “D 3.8 Analisi, specificazione e acquisizione attrezzaggio siti,” in *Progetto Smartgen*, 2012.
- [35] C. A. Nucci, “Procedure innovative per la stima dello stato in reti elettriche attive di distribuzione,” Contratto di ricerca tra RSE S.p.A. e ALMA MATER s.r.l., Bologna, 2012.

[36] P. Tripathi, J. Rahul e N. A. Radhamohan, "Considering weighted least square techniques on power system state estimation," *2015 International Conference on Energy Economics and Environment (ICEEE)*, Noida, 2015.

[37] Ali Abur e Antonio Gomez Exposito, "Power System State Estimation Theory and Implementation" *Marcel Dekker, Inc.*, New York, 2004.

[38] Luca Abelli e Andrea Lupo Pasinetti, "Controllo di tensione nelle reti di distribuzione MT in presenza di generazione distribuita" Politecnico di Milano, Anno Accademico 2009-2010.

[39] Gianluigi Gemelli e Massimo Rebolini, "Sistemi di localizzazione dei guasti sulla rete elettrica di trasmissione" in *Energia Elettrica*, vol. 95, n. 2, pp. 23 - 33, Marzo 2018.