



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PALERMO

Corso di Dottorato di Ricerca in Ingegneria Elettrica XXV Ciclo

DIPARTIMENTO DI ENERGIA, INGEGNERIA DELL'INFORMAZIONE E MODELLI
MATEMATICI (DEIM)

Settore ING-INF 07.

Studio e sviluppo di innovativi sistemi di misura e di comunicazione
per le smart grid

IL DOTTORE

ING. PIERLUCA RUSSOTTO

IL COORDINATORE

PROF. ING. FRANCESCO ALONGE

IL TUTOR

PROF. ING. ANTONIO CATALIOTTI

CICLO XXV

ANNO CONSEGUIMENTO TITOLO: 2015

Sommario

Abstract.....	5
1 Introduzione	6
2 L'impatto della generazione diffusa sulle reti elettriche	7
2.1 Le modalità di analisi	9
2.2 Ipotesi alla base dell'analisi.....	11
2.3 Variazioni rapide di tensione	13
2.4 L'incremento delle correnti di c/to c/to	17
2.5 L'inversione di flusso in cabina primaria	19
2.6 Gli interventi intempestivi delle protezioni di massima corrente	20
2.7 I limiti di transito delle linee.....	21
2.8 Le variazioni lente di tensione	22
2.9 L'isola indesiderata o <i>islanding</i>	28
2.10 L'effetto delle fonti rinnovabili intermittenti sulle reti elettriche isolate.....	28
3 Sistemi di misura per smart grid.	30
3.1 Generalità e stato dell'arte	30
3.2 I sistemi SCADA.....	30
3.2.1 Sistema di Supervisione (SdS).....	31
3.2.2 Sistema Regolazione e Controllo (SRC)	31
3.2.3 Trasduttori ed attuatori	31
3.2.4 Reti di comunicazione	32
3.3 Sistemi SCADA per smart grid.....	33
3.4 Lo state estimation.....	34
3.5 Phasor Measurement Unit (PMU).....	36
3.5.1 Utilizzo dei PMU per lo <i>state estimation</i> nelle reti elettriche.....	38
3.5.2 Algoritmo di posizionamento ottimale dei PMU	39
3.5.3 Limiti tecnici nell'utilizzo dei PMU	42

3.6	I power quality analyzer	45
4	Un nuovo sistema di misura e SE per le smart grid in MT.....	45
4.1	Simulazioni	50
4.1.1	Simulazioni relative al 18/08/2012	52
4.1.2	Simulazioni relative al 01/11/2013	57
5	Il sistema di misura installato sull'isola di Ustica.....	62
5.1	Gli strumenti di misura utilizzati.....	63
5.2	Il sistema di comunicazione.....	65
5.3	La piattaforma software del sistema SCADA.....	65
5.3.1	La gestione degli strumenti di misura mediante Grid Vis®	65
5.3.2	Il sistema di supervisione su Data Recon®	67
6	Analisi del funzionamento e delle prestazioni del sistema realizzato.....	67
6.1	Verifica sperimentale dell'algoritmo.....	73
6.2	Prove sperimentali.....	77
6.2.1	Prova 1	80
6.2.2	Prova 2.....	80
6.2.3	Prova 3.....	87
	Conclusioni	91
	Bibliografia	92

Ringraziamenti

Ringrazio tutti coloro che mi hanno aiutato a svolgere questo elaborato. In particolare intendo ringraziare il Prof. Ing. Antonio Cataliotti per il supporto e la disponibilità offertami.

Allo stesso modo i miei ringraziamenti vanno al Dott. Ing. Dario Di Cara e al Dott. Ing. Giovanni Tinè (dell'ISSIA-CNR UOS di Palermo), che con la loro esperienza e cortesia mi hanno guidato in tutte le fasi del lavoro svolto nonché all'azienda ENEL SOLE srl per il sostegno fornitomi durante tutto il corso di Dottorato di Ricerca.

Un profondo e sentito “grazie” vanno a mio Padre ,a mia Madre e ai miei Fratelli, che durante questo lungo percorso di studi non hanno mai smesso di credere in me.

Abstract

In questo lavoro di tesi viene proposto un nuovo metodo di misura per le reti di media tensione nell'ottica delle smart grid. Esso è basato su un approccio semplificato all'analisi di load flow e sulla realizzazione di un'infrastruttura di misura ottimizzata da un punto di vista tecnico-economico. L'applicazione del suddetto metodo è stata portata avanti e applicata al particolare contesto della rete elettrica isolata dell'isola di Ustica. A tal proposito, sono state analizzate le problematiche inerenti la penetrazione della generazione diffusa nelle reti elettriche isolate, al fine di determinare dei parametri limite da monitorare.

Il nuovo approccio con il quale è stato sviluppato il sistema di misura è basato sull'utilizzo di dispositivi power quality analyzer, installati su tutte le sbarre BT delle cabine di distribuzione della rete di Ustica che viene esercita radialmente. A supporto di tale struttura hardware è stato messo a punto un algoritmo di load flow di tipo backward/ forward basato sulla ladder iterative technique . Questo nuovo approccio è stato validato, inizialmente, mediante simulazioni, confrontandone i risultati con quelli ottenuti tramite il Matlab/Simulink® load flow tool. Successivamente è stata fatta una validazione sperimentale, confrontando i risultati provenienti dall'algoritmo sviluppato, con dati di misura della rete elettrica in esame, tenendo in considerazione le incertezze sulle misure di potenze attive e reattive.

Quanto sopra descritto è stato realizzato e messo a punto sulla rete elettrica di Ustica utilizzando un software per la realizzazione di sistemi SCADA che ha permesso di implementare l'algoritmo sviluppato e un layout di monitoraggio. Su di esso sono state anche implementate funzioni di telecontrollo sulla generazione diffusa mediante l'utilizzo di inverter e sistemi d'interfaccia innovativi, conformemente alla recente normativa CEI 0-21.

L'attività di ricerca è stata svolta nell'ambito del progetto REIPERSEI ("Reti Elettriche Intelligenti per la Penetrazione delle Energie Rinnovabili nei Sistemi Elettrici delle Isole minori", PO-FESR Sicilia 2007-2013, Misura 4.1.1.1). Il progetto è stato approvato dalla REGIONE SICILIANA con D.R.S. n°3445 del 04/08/2011 con soggetto capofila Layer Electronics s.r.l. Partners: Dipartimento di Ingegneria Elettrica, Elettronica e delle Telecomunicazioni, di Tecnologie Chimiche, Automatica e Modelli Matematici dell'Università degli Studi di Palermo (D.I.E.E.T.C.A.M.), Istituto di Studi sui Sistemi Intelligenti per l'Automazione (CNR) - UOS Palermo con sede in Palermo, Impresa Elettrica D'Anna e Bonaccorsi S.n.c. isola di Ustica, SEA Società Elettrica di Favignana S.p.a., Elettromeccanica Mangano sas. Il progetto si è svolto dal Settembre 2011 – Settembre 2014.

1 Introduzione

L'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica rappresenta ad oggi la via percorribile verso l'obiettivo del 20-20-20 (20% di taglio delle emissioni di gas serra, 20% di miglioramento dell'efficienza energetica, 20% di aumento di fonti rinnovabili) fissato dal Consiglio Europeo. Per consentire il pieno sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili (FER) si è resa necessaria l'integrazione della generazione diffusa (GD) nelle reti elettriche di distribuzione a media e bassa tensione. Ciò implica un ripensamento della gestione e del controllo delle reti elettriche, che devono passare da sistemi " passivi ", con flussi di potenza unidirezionali e un numero limitato di funzioni di monitoraggio e automazione, a reti attive e intelligenti ("Smart grids"). In tali sistemi, i flussi di potenza possono essere bi-direzionali e, se non correttamente gestiti, possono causare situazioni critiche, quali ad es. problemi di stabilità e di controllo della rete o funzionamento in isola indesiderata. Le reti attuali non sono state, fino ad oggi, in grado di gestire un'inversione del flusso di potenza perché il Distributore non è potuto intervenire sui generatori distribuiti, in caso di emergenza, per operarne l'eventuale distacco, agendo sui sistemi di protezione d'interfaccia (SPI), o per richiedere loro di partecipare alla regolazione di tensione, in quanto non previsto, sino a poco tempo fa, dalle normative vigenti. Inoltre generatori distribuiti e Distributore non sono stati in grado di comunicare privando la rete di una propria "intelligenza". Pertanto la filosofia adottata finora dai Distributori è stata quella di cercare di evitare che le linee di media tensione (MT) diventassero attive, limitando così la penetrazione delle fonti rinnovabili per evitare inversioni di flusso con possibili problemi di instabilità della rete oltre che funzionamenti cosiddetti "in isola indesiderata". Tali problematiche che per le reti nazionali sono prevedibili per uno scenario a medio o lungo termine, rappresentano un problema attualissimo per tutti quei sistemi elettrici debolmente interconnessi (distribuzione rurale) o isolati (ad es. le reti elettriche delle isole) in cui l'introduzione della generazione distribuita può determinare ulteriori situazioni di pericolo dovuti al fatto che:

- le reti sono debolmente interconnesse o isolate e quindi molto sensibili alle variazioni di carico, frequenza e tensione;
- il carico è molto variabile nel corso dell'anno, passando dal minimo del periodo invernale al massimo del periodo estivo, in corrispondenza alla affluenza turistica nel periodo di villeggiatura;
- l'aleatorietà intrinseca delle fonti rinnovabili abbinata alla rigidità degli attuali gruppi elettrogeni utilizzati per la generazione, nel caso delle isole, può comportare instabilità della rete con rischio di disalimentazione per gli utenti.

Per fornire una risposta immediata alle problematiche appena esposte si è reso necessario un adeguamento normativo e la realizzazione delle cosiddette reti elettriche intelligenti (smart grid) per consentire la massima penetrazione delle fonti rinnovabili potendo i Distributori interagire con una rete elettrica non più passiva ma attiva. Dal punto di vista normativo la norma CEI 0-21 ha introdotto alcune prescrizioni riguardanti la possibilità di fornire telesegnali ai sistemi di protezione di interfaccia dei generatori distribuiti da parte del Distributore. La norma ha introdotto tra le altre cose, alcuni requisiti costruttivi e funzionali per i SPI, anche in relazione alla loro integrabilità negli inverter per generatori distribuiti, utilizzati nel caso di impianti eolici o fotovoltaici.

Le problematiche sopra riportate sono state studiate ed approfondite con riferimento alla rete di distribuzione dell'isola di Ustica, nell'ambito del progetto REIPERSEI (*Reti Elettriche Intelligenti per la Penetrazione delle Energie Rinnovabili nei Sistemi Elettrici Isolati*, PO-FESR Sicilia 2007-2013, Misura 4.1.1.1) nel periodo tra Settembre 2011 e Settembre 2014. Il progetto ha previsto la realizzazione di una *smart grid* pilota in una rete reale di un'isola minore che per le sue particolari caratteristiche di rete non interconnessa, poco complessa e di facile gestione, ha consentito di verificare i limiti di penetrabilità dei generatori distribuiti. Tali reti, infatti, avendo dimensioni ridotte ed essendo dei sistemi isolati, costituiscono un valido sito di prova oltre a rappresentare una rete fortemente critica dal punto di vista dei problemi di instabilità innescabili dalla generazione distribuita.

2 L'impatto della generazione diffusa sulle reti elettriche

Le problematiche legate ad una forte presenza di GD nel sistema elettrico sono dovute non solo al fatto che le attuali reti di distribuzione di energia elettrica sono gestite come reti passive, ma anche alla struttura stessa delle reti, ai valori delle correnti di guasto, e, non da ultimo, alla quantità dei flussi di potenze per cui esse sono state sviluppate (limite termico). Risulta quindi di fondamentale importanza la determinazione del massimo livello di penetrazione di GD tale da non causare una riduzione della qualità del servizio elettrico e da non richiedere interventi sull'attuale sistema elettrico.

Le problematiche sopra riportate sono state studiate ed approfondite con riferimento alla rete di distribuzione dell'isola di Ustica, allo scopo di determinare il massimo grado di penetrazione da fonte rinnovabile, nello specifico fotovoltaico (da ora FV), tale da non causare una riduzione della qualità del servizio elettrico e da non richiedere interventi sull'attuale sistema elettrico dell'isola. Tali verifiche hanno permesso di quantificare, secondo ipotesi concrete e corrispondenti alla realtà

attuale della rete di distribuzione di Ustica, i vincoli che l'odierna struttura pone alla crescente presenza di generazione diffusa.

Lo scopo finale sarà quello di arrivare alla definizione di quantità nodali limite di GD che è possibile connettere su ciascun nodo della rete MT, in ottemperanza agli attuali vincoli di qualità dell'energia fornita all'utenza.

Per svolgere tale analisi di penetrazione della GD, procedendo come in [1], verranno sviluppati specifici algoritmi di load flow, basati su ripetuti cicli backward/forward. L'adozione di tali tecniche di load flow è resa possibile dalla natura puramente radiale della rete di Ustica. L'applicazione di tali metodi permetterà di stimare la massima penetrazione di GD, nel rispetto dei vincoli tecnici di seguito elencati [1]:

- 1) **variazioni rapide di tensione.** L'improvvisa disconnessione di un generatore dal nodo di una linea MT determina una variazione della tensione in quel nodo e lungo la linea. In conformità a quanto indicato dalla norma EN 50160, per le variazioni rapide di tensione è stato fissato un valore indicativo pari al 4 ÷ 6% della tensione nominale per reti MT (infatti la norma EN 50160 non fissa un valore vincolante, ma solo indicativo del limite da soddisfare);
- 2) **incremento delle correnti di cortocircuito.** La GD determina un aumento della corrente di cortocircuito che interessa le linee e i nodi della rete. Essa deve essere mantenuta al di sotto del potere di interruzione degli organi di manovra MT, sia del Distributore che degli Utenti;
- 3) **scatti intempestivi delle protezioni di massima corrente.** La GD può determinare scatti intempestivi delle protezioni di massima corrente sulla sua linea di alimentazione in presenza di guasti su un'altra linea alimentata dallo stesso nodo MT;
- 4) **inversione del flusso di potenza in cabina primaria.** Si determina l'inversione del flusso quando la potenza prodotta dalla GD supera il prelievo dei carichi della rete. Essendo il sistema alimentato "in isola", la potenza FV complessivamente installata dovrà essere tale da evitare il verificarsi di tale condizione (a differenza di quanto previsto dalla norma CEI 0-16 per i sistemi grid connected, in cui l'inversione del flusso nel trasformatore AT/MT è ammesso per un tempo non superiore al 5% dell'intero anno);
- 5) **limiti di transito per vincoli termici sulle linee.** La GD può dar luogo ad inversioni di flusso lungo tratti di linea MT. In tal caso occorre garantire che, in nessun tratto della linea, il valore della corrente sia superiore alla portata di regime dei conduttori. Sebbene il valore di portata è specifico per ciascuna tipologia di conduttore, in quanto funzione delle sue caratteristiche costruttive (es. sezione, isolante), nello studio si è assunto un limite unico pari alla soglia su cui sono regolate le protezioni di sovracorrente dei vari feeder. Quindi, anziché fare riferimento alla

reale portata dei cavi, in una prima fase è possibile considerare un limite unico di corrente, ricavabile a partire dal valore della soglia delle protezioni di sovracorrente.

- 6) **variazioni lente di tensione.** La connessione di un generatore lungo una linea MT determina l'incremento della tensione in quel punto e, più in generale, la variazione del profilo di tensione lungo la linea. In conformità a quanto indicato dalla EN 50160, la tensione di esercizio di ogni nodo della rete deve comunque essere compresa tra il 90% ed il 110% della tensione nominale per almeno il 95% del tempo (per il restante 5% è concesso che la tensione scenda fino all'85%). Nello studio svolto, si è considerato accettabile un valore di tensione sulla rete MT compreso tra il 96% ed il 110% della V_n , in modo tale da lasciare un margine di caduta di tensione del 6% sulla rete BT (trasformatore MT/BT, a prese fisse, e linee BT sottese).
- 7) **Isola indesiderata o *islanding*.** Come isola indesiderata o *islanding* si intende una condizione di funzionamento in cui un centro di generazione distribuita (GD) continua ad alimentare una parte della rete elettrica, anche se l'alimentazione principale non è più presente;
- 8) **L'effetto delle fonti rinnovabili intermittenti sulle reti isolate.** La presenza di fonti rinnovabili intermittenti, come il fotovoltaico, provoca continue sollecitazioni ai sistemi di regolazione dei gruppi elettrogeni che alimentano le reti isolate. In caso di escursioni particolarmente gravose dell'intermittenza, si può arrivare al distacco dalla rete dei gruppi elettrogeni in funzione, con conseguente black-out.

2.1 Le modalità di analisi

Le modalità di analisi del valore massimo di GD installabile dipendono dal tipo di vincolo che si vuole verificare. Per tale motivo, è bene chiarire le condizioni operative ipotizzate per ciascuna tipologia di vincolo.

Per la valutazione dei vincoli relativi all'inversione di flusso in cabina primaria (da ora CP) ed alla corrente di c/to c/to , è sufficiente simulare la totale GD operante sulla rete, tenendo conto dei carichi alimentati, tramite un singolo generatore direttamente connesso alla sbarra MT della rete stessa e un carico equivalente. Infatti, con riferimento al vincolo relativo all'inversione di flusso in CP, ciò che importa è il valore della potenza FV complessivamente installata sui feeder in MT insieme all'entità del carico visto dalle sbarre MT e non il punto di allocazione. Con riferimento al vincolo relativo alla corrente di c/to c/to , invece, la connessione del generatore FV direttamente sulle sbarre MT di CP corrisponde alla situazione di massima criticità (dal momento che l'impedenza di linea interposta è, in questo caso, minima).

Al contrario, i vincoli relativi alle variazioni lente e rapide di tensione, così come i limiti di transito per vincoli termici sulle linee, verranno verificati tramite un'analisi a livello di singolo nodo

di ciascuna rete, in quanto la massima quantità di GD installabile, in questo caso, dipende sensibilmente dalla posizione del nodo al quale il generatore è connesso.

Inoltre, è chiaro che la verifica del relativo vincolo può essere influenzata anche dalle ipotesi adottate per la ricostruzione del carico elettrico. Quest'ultimo, infatti, può essere stimato (a partire da profili tipici per tipologia di utenza) oppure, più correttamente, misurato, predisponendo dei misuratori in tutti i nodi di MT. Da questo punto di vista, i vincoli relativi alle variazioni rapide di tensione e all'incremento delle correnti di cortocircuito non dipendono dalle ipotesi fatte per stimare il carico elettrico (infatti, tali fenomeni sono legati, prevalentemente, ad eventi transitori, che dipendono in misura ridotta dalle effettive condizioni di carico); al contrario, i vincoli associati ai limiti termici delle linee, all'inversione dei flussi di potenza in CP ed alle variazioni lente di tensione ne sono certamente influenzati.

Si riportano, di seguito, per maggiore chiarezza, le condizioni operative ipotizzate nelle simulazioni per ciascuna tipologia di vincolo:

Tipo di vincolo	Collocazione Generatori FV	Dipendenza dal carico elettrico
Variazioni rapide di tensione	Sequenzialmente in tutti in nodi della rete MT	No
Incremento delle correnti di cortocircuito	Un unico generatore connesso alle barre MT della cabina primaria	No
Inversione di flusso in cabina primaria	Un unico generatore connesso alle barre MT della cabina primaria	Si
Interventi intempestivi delle protezioni di massima corrente	Sequenzialmente in tutti in nodi della rete MT	Si
Limite di transito per vincoli termici sulle linee	Sequenzialmente in tutti in nodi della rete MT	Si
variazioni lente di tensione	Sequenzialmente in tutti in nodi della rete MT	Si

2.2 Ipotesi alla base dell'analisi

Le analisi sopra descritte devono essere contestualizzate ad un sistema elettrico specifico. Nel presente studio si è fatto riferimento, come sopra accennato, al sistema elettrico isolato dell'isola di Ustica (

Figura 1), costituito da :

- una centrale termoelettrica a gruppi elettrogeni formata da cinque gruppi di generazione a propulsione Diesel aventi rispettivamente potenze nominali a $\cos\varphi=0,8$: N°2 da 875 kVA ; N°1 da 810 kVA; N°1 da 1275 kVA; N°1 da 2000 kVA. La tensione generata è 400 V. Tale livello di tensione viene elevato a 20 kV da una cabina BT/MT per l'alimentazione della rete a MT.
- una rete in media tensione costituita da due linee in configurazione mista (aerea nuda e cavo interrato) che si sviluppano rispettivamente sul versante nord ed in quello sud dell'isola con possibilità di chiusura ad anello. Ciascuna linea ha uno sviluppo di circa 7km.
 - N° 20 cabine di distribuzione MT/BT;
 - N° 4 Clienti MT.

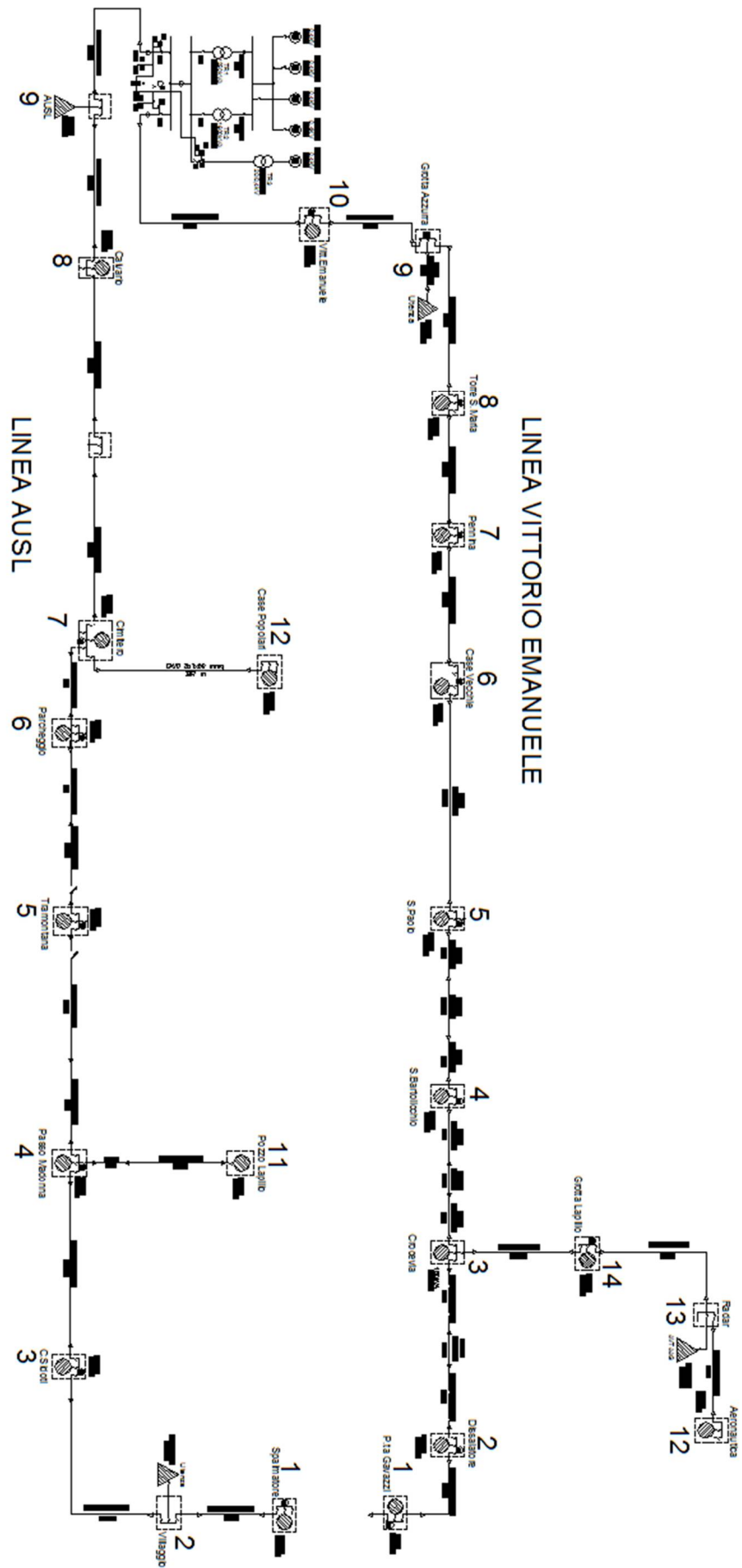


Figura 1 – Schema unifilare rete MT di Ustica

Le ipotesi dell'analisi sul sistema di cui sopra sono le seguenti:

- i carichi prelevano potenza dalla rete con fattore di potenza costante e pari a 0,9 (sia per i carichi MT, sia per quanto concerne le cabine secondarie);
- per ciascun nodo della rete MT è stata condotta una campagna di misure, relative agli anni 2012, 2013 e 2014, che ha permesso di determinare i diagrammi di carico (valori medi ogni 15 minuti) per l'intero periodo annuale di riferimento;
- si è considerato che la tensione sulle sbarre MT in cabina primaria (CP) rimanga sempre costante e pari a 20 kV. Infatti la CP, nel caso studio in esame, corrisponde con la centrale elettrica dell'isola di Ustica;
- i generatori FV iniettano potenza in rete con fattore di potenza unitario (tale ipotesi è conforme a quanto prescritto dalla norma CEI 11-20);
- la GD viene simulata installando sulla rete i generatori FV realmente esistenti e un solo generatore di prova per volta, di potenza crescente ,tale generatore è posizionato, progressivamente, a partire dalla sbarra MT della CP, su tutti i nodi delle due linee MT sottese (ai soli fini della verifica dei vincoli relativi all'inversione del flusso di potenza sul trasformatore di CP ed alla corrente di cortocircuito, il generatore è posizionato, come già precisato, sulle barre MT della CP);
- ai soli fini della determinazione dell'inversione di flusso, si ipotizza che i generatori iniettino in rete la massima potenza (nominale), secondo un diagramma di produzione costante durante tutte le ore dell'anno.

È importante sottolineare che le suddette approssimazioni sono conservative rispetto alla situazione reale; pertanto i valori limite di potenza FV ottenuti dalle analisi, andranno considerati, generalmente, come dei limiti approssimati per difetto.

2.3 Variazioni rapide di tensione

L'inserzione di GD sulle reti di distribuzione può determinare rapide variazioni di tensione in prossimità del nodo di connessione che possono, in taluni casi, eccedere i limiti ammessi. La norma europea EN 50160 fornisce un limite pari al 4% della tensione nominale, da intendersi però come valore indicativo e non cogente. La stessa norma, infatti, precisa che, in taluni casi, è possibile fare riferimento ad un limite del 6% della tensione nominale.

In generale, lo studio dei limiti alla potenza installabile dovuti alle variazioni rapide di tensione [1] ha come scopo la determinazione della massima generazione connettibile ad un nodo della rete,

in modo da causare una variazione rapida di tensione nel nodo stesso non superiore a un valore definito.

La variazione rapida di tensione è definita attraverso la formula:

$$\Delta U_{rapida} = U_{post} - U_{pre} \quad (1)$$

dove U_{post} è il valore di tensione nel punto della rete in esame dopo l'insorgere del disturbo ed U_{pre} il valore della tensione prima dell'insorgere del disturbo.

Tale variazione di tensione può essere calcolata, in prima approssimazione, nel caso di incrementi di carico, attraverso la formula semplificata [1]:

$$\Delta U_{rapida} = R_{cc} \cdot \Delta P + X_{cc} \cdot \Delta Q \quad (2)$$

dove:

- R_{cc} è la resistenza di cortocircuito vista dal nodo in esame [p.u.];
- X_{cc} è la reattanza di cortocircuito vista dal nodo in esame [p.u.];
- ΔP è la potenza attiva circolante sul ramo di alimentazione del generico nodo data dallo scarto tra la potenza attiva assorbita dal carico e quella generata in quel nodo e nei nodi a valle [p.u.];
- ΔQ è la potenza reattiva circolante sul ramo di alimentazione del generico nodo data dallo scarto tra la potenza reattiva assorbita dal carico e quella generata in quel nodo e nei nodi a valle [p.u.];

L'espressione (2), tuttavia, è applicabile per la valutazione delle variazioni rapide dovute a incrementi di carico ma non a variazioni repentine della generazione, per queste ultime si possono ottenere solo indicazioni di massima. Infatti, in generale l'entità delle variazioni rapide di tensione in un nodo dipendono:

- dalla distanza elettrica dalle sbarre MT della CP;
- dall'entità della variazione di potenza

La distanza elettrica ha un forte impatto sulla quantità di potenza installabile in un nodo affinché non vengano violati i limiti sulle variazioni rapide di tensione. Un aumento della distanza elettrica corrisponde ad una riduzione della GD installabile. Essendo le variazioni rapide di tensione basate sulla variazione della potenza, assorbita o generata, ed essendo la potenza reattiva generata nulla, secondo l'espressione (2), la reattanza di cortocircuito non influenza le variazioni rapide di tensione. La resistenza elettrica ha invece un contributo consistente sulla GD installabile: per valori di resistenza di cortocircuito trascurabili, la potenza installabile tende ad infinito; all'aumentare di

questi, invece, la potenza installabile diminuisce fino ad annullarsi. Se ne deduce che i nodi più prossimi alla CP sono quelli più robusti ed in grado di sopportare le maggiori entità di GD connettibile.

Nel caso specifico della rete di Ustica, la presenza di un sistema di misura che permetta il monitoraggio di ciascun nodo di rete, con la registrazione dei valori di tensione anche a seguito di variazioni repentine delle condizioni di carico e di GD, permette di avere un'idea chiara e realistica dei nodi più sensibili della rete. Effettuando simulazioni tramite calcoli di load flow su tutti i nodi dei due rami radiali MT della rete di Ustica si è pervenuto al risultato che, data la limitata estensione della rete elettrica, sarebbero necessarie delle variazioni di potenza prodotta da fonti rinnovabili dell'ordine dei MW per poter portare a variazioni di tensione sul nodo di connessione dell'ordine del 6%. Nel seguente grafico, ottenuto tramite simulazioni, si possono notare le percentuali del numero dei nodi della rete che presentano delle variazioni di tensione maggiori o uguali al 6% per dato valore di potenza installata.

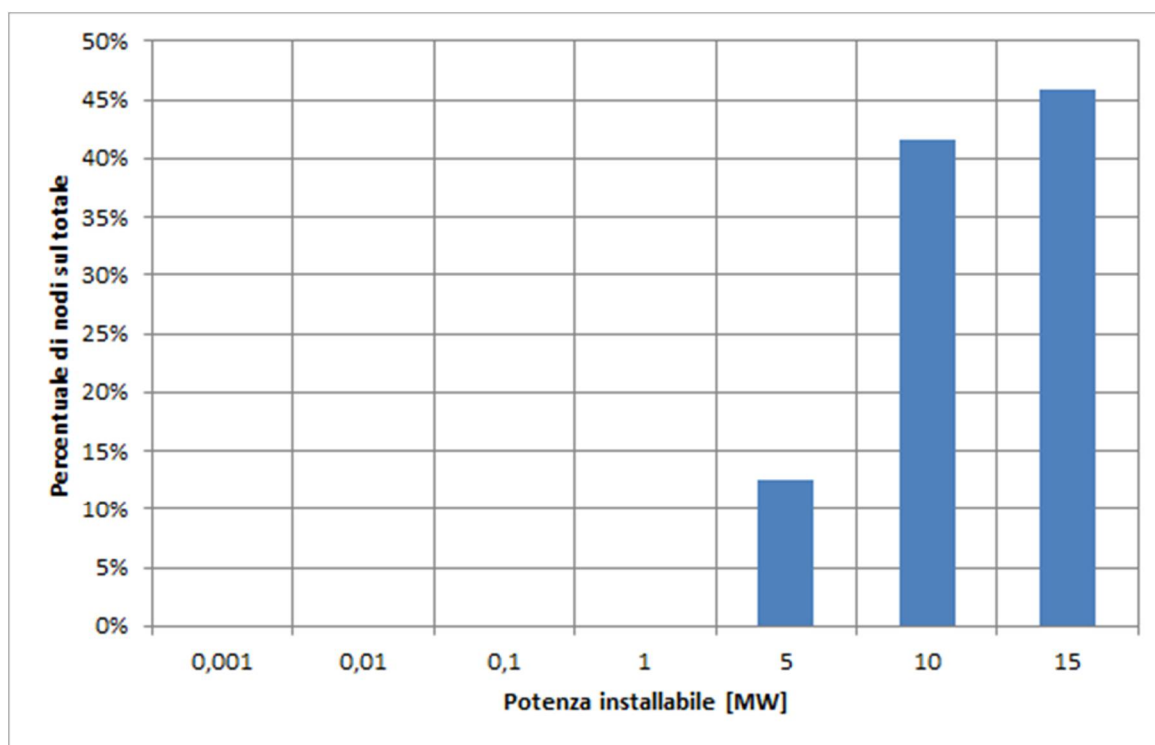


Figura 2 - Percentuale di nodi che presentano potenza installabile per variazioni rapide di tensione ($\geq 6\%$) pari al valore indicato in ascissa.

A supporto di quanto sopra affermato, nei grafici seguenti sono riportati i risultati di simulazioni, ponendo sulle ascisse gli indici identificativi dei nodi del ramo della rete in esame, sulle ordinate sono riportati i valori delle variazioni rapide di tensione in termini percentuali, in corrispondenza di una potenza iniettata sul singolo nodo pari a 5MW. Tali risultati fanno riferimento a simulazioni differenti per ogni nodo e sono stati presi in considerazione perché solo su alcuni dei nodi, le variazioni rapide di tensione superano significativamente il 6%.

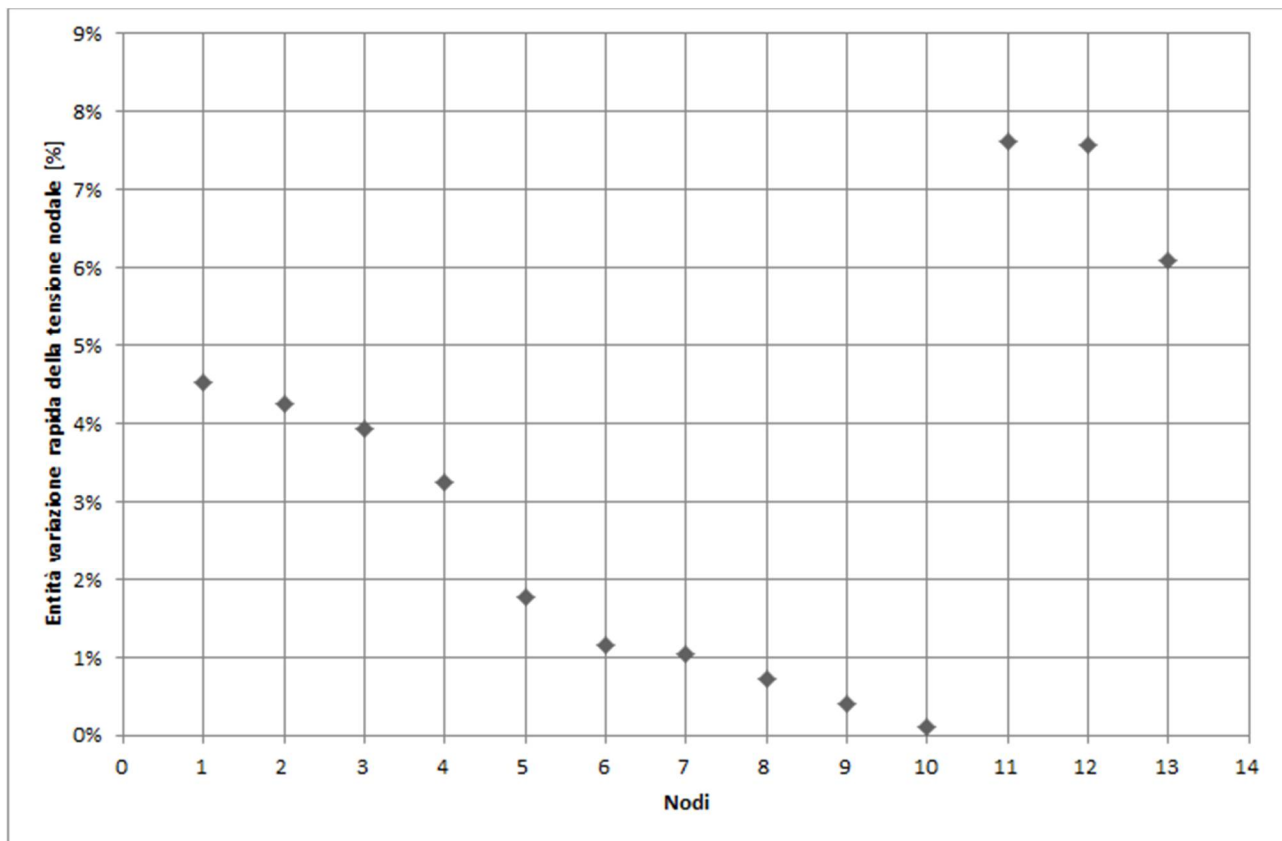


Figura 3 – Variazioni rapide ramo Vittorio Emanuele

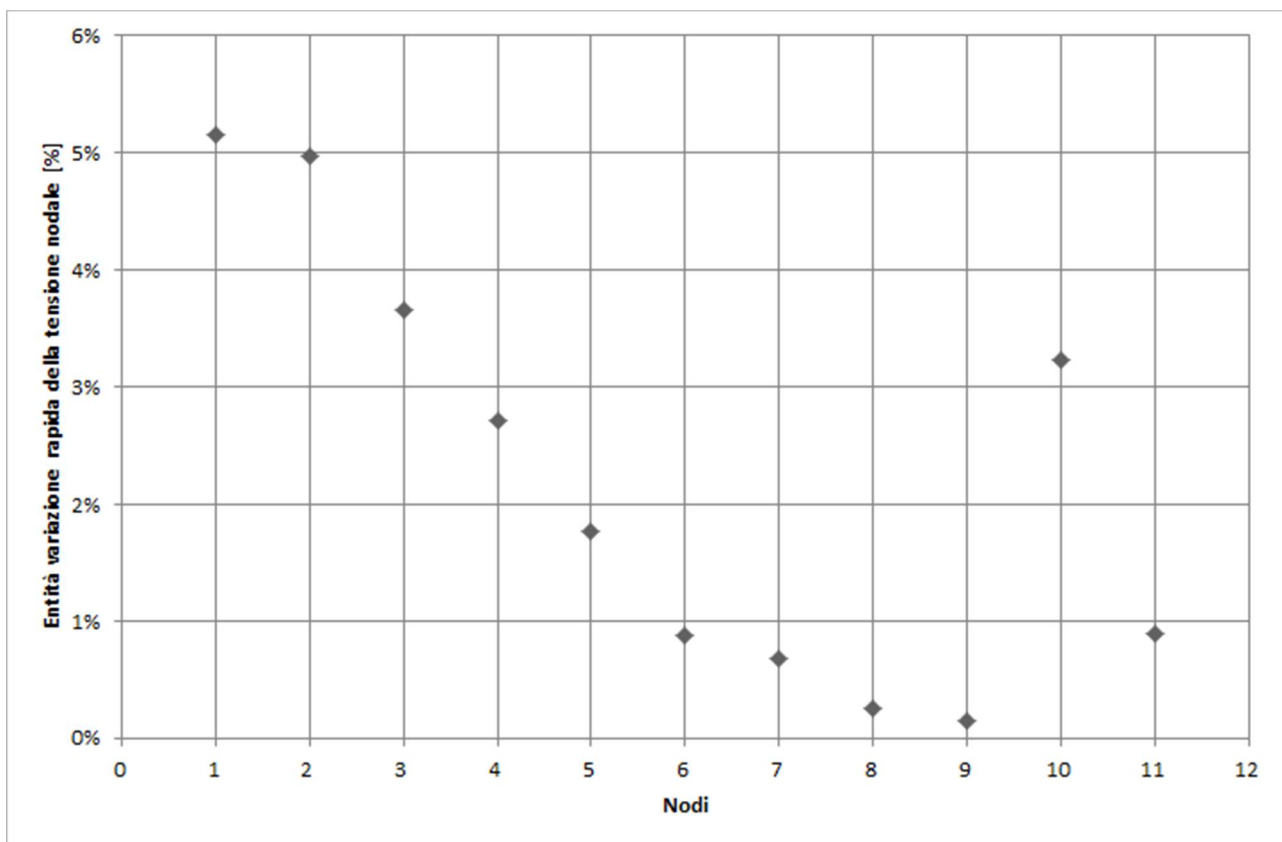


Figura 4 - Variazioni rapide ramo AUSL

Dai grafici sopra si nota come i nodi più prossimi alle sbarre MT di centrale siano quelli meno sensibili alle variazioni rapide di tensione. Si tenga conto però, che l'installazione di potenze così rilevanti non è tecnicamente fattibile, ad oggi, in un territorio così poco esteso come quello di Ustica dove si possono installare solo impianti FV. Con potenze di GD realisticamente installabili sull'isola, le variazioni rapide di potenza non rappresentano, dunque, un vincolo significativo per la rete in esame.

2.4 L'incremento delle correnti di c/to c/to

Prima di connettere GD alle reti di distribuzione, è necessario verificare che l'incremento di corrente di c/to c/to determinato dalla presenza degli stessi generatori non sia tale da oltrepassare il potere di interruzione degli organi di manovra MT, sia del Distributore, sia degli Utenti. In generale, la massima potenza di generazione che è possibile connettere è maggiore per quei nodi della rete distanti dalla cabina primaria e, soprattutto, in caso di connessione su linee aeree (le linee in cavo infatti hanno una impedenza più bassa delle linee aeree). La situazione più critica si ha, invece, nel caso di connessione di impianti di produzione direttamente alla sbarra MT di cabina primaria. In prima battuta è possibile, anziché fare riferimento agli effettivi poteri di interruzione dei dispositivi installati nelle diverse linee MT, considerare come valore limite da non oltrepassare il massimo livello di tenuta elettromeccanica delle apparecchiature connesse che, per le reti di MT, è normalmente assunto pari a 12,5 kA. Il limite alla potenza connettibile alle reti di distribuzione risulta quindi dato dal margine esistente tra i livelli attuali di cortocircuito (in assenza di GD) ed il livello massimo di tenuta elettromeccanica (12,5 kA).

Le ipotesi alle base del calcolo dell'incremento ammissibile di corrente di c/to c/to, sono le seguenti:

- si assume che l'apporto alla corrente di c/to c/to da parte della GD sia applicato direttamente alle sbarre MT di cabina primaria, così da poterne quantificare immediatamente il valore;
- rispetto al limite di 12,5 kA, si assume un margine cautelativo del 20%, per tenere conto della presenza di motori nonché di ulteriori fattori (incertezza dei parametri, ecc);
- la tensione nominale della rete è assunta pari a 20 kV (valore effettivo).

La corrente di c/to c/to alle sbarre MT di CP, I_{CC} , può essere calcolata a partire dalla seguente relazione:

$$A_n = \sqrt{3} \cdot V_{CC} \cdot I_{CC} \quad (3)$$

dove:

- A_n è la potenza nominale del trasformatore di cabina primaria AT/MT [MVA];
- V_{cc} è la tensione di cortocircuito del trasformatore AT/MT [kV];
- I_{cc} è la corrente di cortocircuito alle sbarre MT del trasformatore dovuta al contributo della rete AT [kA].

Pertanto la corrente di c/to c/to risulta:

$$I_{CC} = \frac{A_n}{\sqrt{3} \cdot V_{CC}} \quad (4)$$

Considerando una maggiorazione del 20% si ottiene I_{CCm} .

È possibile calcolare, infine, il margine I_{CC_GD} , definito come la differenza tra la tenuta dei componenti ($I_{cu}=12,5$ kA) e il livello della corrente di c.to c.to alle sbarre MT di centrale:

$$I_{CC_GD} = I_{cu} - I_{CCm} \quad (5)$$

Il margine di GD, calcolato tramite la (5), rappresenta quindi il massimo valore di corrente di cortocircuito che può fornire la GD, supposta installata sulle sbarre MT di centrale. Ovviamente, l'installazione della GD in un punto distante dalle sbarre MT di CP darà luogo ad una corrente di c/to c/to minore, per cui è lecito, limitare il calcolo alla condizione più gravosa.

Ovviamente è necessario contestualizzare l'analisi di cui sopra al caso specifico della rete di Ustica. Sulla rete di Ustica, infatti, al posto della CP sono presenti dei gruppi di generazione diesel connessi in parallelo e dei trasformatori elevatori BT/MT, per cui è necessario considerare il valore della I_{cc} relativo al parallelo dei gruppi di generazione nella condizione più gravosa, ovvero con il numero massimo di gruppi elettrogeni funzionanti in parallelo sulla base di condizioni di funzionamento realistiche. Tenuto conto del fatto che si ha una potenza di cortocircuito alle sbarre MT di centrale pari a $A_{cc}=28$ MVA e una tensione nominale $V_n = 20$ kV , ne scaturisce quanto segue:

- $I_{CC} = \frac{A_{cc}}{\sqrt{3} \cdot V_n} = 0,81$ kA
- $I_{CCm}=0,97$ kA
- $I_{CC_GD}=11,5$ kA.

2.5 L'inversione di flusso in cabina primaria

L' inversione del flusso di potenza in CP è una condizione da evitare assolutamente nel caso in esame della rete di Ustica, in quanto implicherebbe l'arrivo in centrale di un flusso di potenza attiva con conseguenze dipendenti dai sistemi di protezione dei gruppi elettrogeni che si troverebbero ad essere alimentati dalla rete elettrica.

È necessario, pertanto, confrontare il margine di GD espresso da I_{CC_GD} , con il massimo contributo di GD tale da evitare un'inversione di flusso in CP (massimo contributo di non inversione). Fra i due valori dovrà ovviamente essere scelto il minore (condizione più vincolante).

Il massimo contributo di non inversione può essere calcolato considerando la condizione di carico più critica, che è quella di minimo carico. Quest'ultima può essere assunta pari al 5% della potenza nominale dei gruppi di generatori diesel A_n , ottenendo:

$$A_{non_inv} = 5\% A_n \quad (6)$$

Il valore così ottenuto dalla (6) deve essere confrontato con il margine di GD, espresso però in termini di potenza nominale, anziché di corrente di c/to c/to, A_{mar_GD} :

$$A_{mar_GD} = \sqrt{3} \cdot V_n \frac{I_{CC_GD}}{2} = 200 \text{ MVA} \quad (7)$$

Essendo:

- V_n la tensione nominale del generatore FV;
- $\frac{I_{CC_GD}}{2}$ la corrente nominale del generatore FV, pari alla metà della corrente di c/to c/to $\left(\frac{I_{CCGD}}{2}\right)$ (infatti, i generatori FV sono caratterizzati da valori di corrente di c/to c/to pari al doppio della corrente nominale).

Nel caso della rete elettrica di Ustica, tenendo anche conto dei dati del precedente paragrafo, si ha $A_{non_inv}=250 \text{ kVA}$ e $A_{mar_GD}=200 \text{ MVA}$. Ne scaturisce che il limite più stringente è proprio quello di non inversione di flusso in CP/centrale. Tale limite risulta compatibile, e quindi più stringente, con la minima potenza richiesta dal carico durante l'anno e nelle ore di maggior soleggiamento, mediamente pari a circa 380 kW così come si può vedere dal seguente diagramma di carico del 31 marzo 2014, data in cui si è avuta la minima produzione di energia elettrica nell'anno 2014:

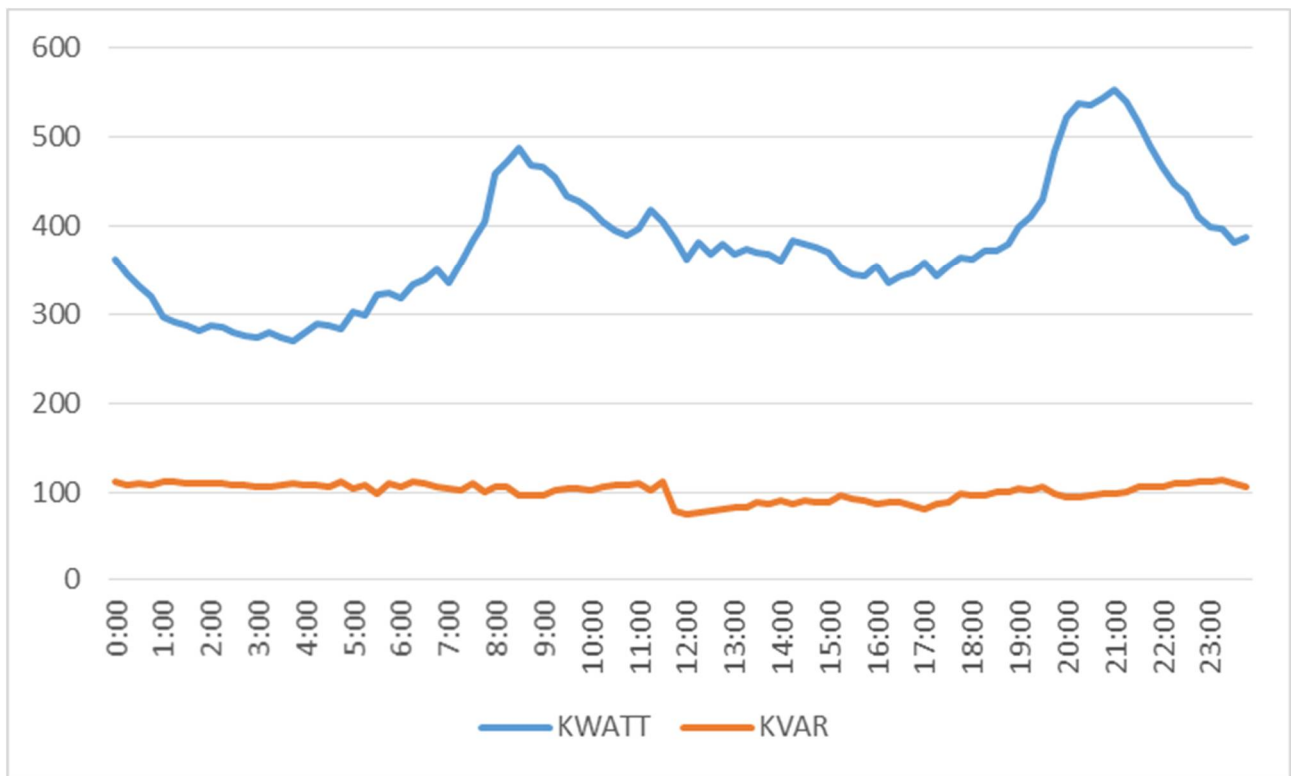


Figura 5

2.6 Gli interventi intempestivi delle protezioni di massima corrente

Come illustrato in Figura 6, l'eccessivo contributo alla corrente di guasto fornita dalla GD di un dato feeder potrebbe condurre a scatti intempestivi della protezione di massima corrente in testa alla linea sana (linea A), in caso di cortocircuito su una linea diversa (linea B).

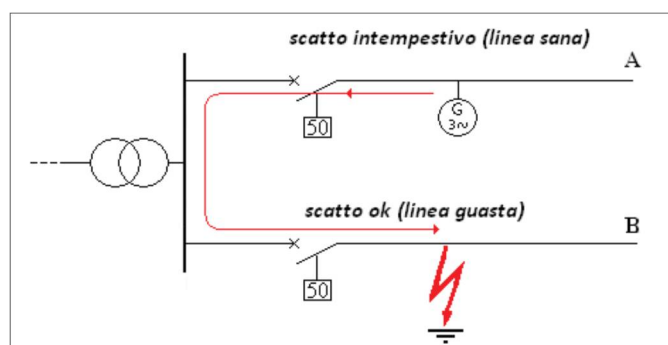


Figura 6

Ciascuna linea di MT è equipaggiata con un relè di massima corrente a più soglie, finalizzato all'eliminazione, più rapida possibile, dei cortocircuiti che si verificano sulla linea medesima. Nel caso più semplice, esiste una prima soglia ritardata (0,5 s), destinata alla protezione di massima corrente a regime del cavo (rispetto del limite termico "a regime") ed una seconda soglia istantanea, avente il ruolo di protezione dal cortocircuito.

L'identificazione della GD installabile su ogni singola linea, al fine di non causare scatti intempestivi delle protezioni può essere eseguita, per generatori interfacciati verso la rete tramite inverter, in maniera analoga a quanto già fatto nei paragrafi 2.4 e 2.5 assumendo un valore della corrente di c/to c/to pari al doppio della corrente nominale della GD.

2.7 I limiti di transito delle linee

Come già precisato le linee MT sono equipaggiate con un relè di massima corrente a due soglie, una ritardata (0,5 s), destinata alla protezione di massima corrente a regime del cavo ed una seconda soglia istantanea, avente il ruolo di protezione dal cortocircuito. La soglia istantanea è già stata presa in esame per la verifica sul vincolo relativo a scatti intempestivi della protezione di massima corrente.

La potenza installabile per limite di transito su una linea è determinabile come la quantità di generazione connettibile in un nodo della rete, in accordo con i vincoli relativi alle sollecitazioni termiche nei conduttori. Per determinare la massima corrente che può circolare, a regime, in ciascun tratto di rete, è possibile fare riferimento, in prima approssimazione, anziché alla effettiva portata dei cavi, al valore di corrente assunto come regolazione standard delle protezioni da sovracorrente in MT.

Inoltre è chiaro che, all'aumentare della potenza assorbita da un'utenza, la GD installabile in tale nodo aumenta, in quanto per avere infrazione dei limiti di transito la GD installata deve causare inversione di flusso lungo la linea. All'aumentare della potenza assorbita nel nodo in esame vi è quindi anche l'incremento della potenza installabile necessaria al fine di compensare l'assorbimento delle utenze, ed in seguito a invertire il flusso lungo la linea. In accordo con quanto appena affermato la criticità dei limiti di transito è maggiormente avvertita a carico minimo.

Partendo dalle considerazioni appena esposte, è possibile determinare la quantità di GD connettibile, P_{\min_GD} , relativa ad un prefissato valore di tensione nominale, calcolata facendo riferimento al carico minimo:

$$P_{\min_GD} = \sqrt{3} \cdot V_n \cdot I_{N_GD} \quad (8)$$

dove:

- V_n è la tensione nominale;
- I_{N_GD} è il valore di corrente erogabile dalla GD senza violare il vincolo relativo alle sollecitazioni termiche nei conduttori. Quest'ultimo si ottiene a partire dal valore di corrente assunto come regolazione standard delle protezioni da sovracorrente in MT, sottraendo un valore convenzionalmente assunto pari a 10 A, per tenere conto dell'assorbimento a carico minimo [1].

Il valore espresso dalla (8) rappresenta, quindi, la potenza installabile minima in accordo con i vincoli di transito.

Nel caso della rete di Ustica, tenendo conto che le protezioni da sovracorrente in MT presentano una soglia di 50 A si ha $I_{N_GD} = 40\text{ A}$ da cui:

$$P_{\min_GD} = 1,4 \text{ MW}$$

Potenza ben superiore al valore limite per evitare la condizione di inversione di flusso in centrale.

2.8 Le variazioni lente di tensione

Riprendendo quanto già anticipato nel paragrafo 2, la norma EN 50160 prescrive che la tensione di esercizio di ogni nodo di una rete MT deve mantenersi tra il $\pm 10\%$ della tensione nominale per almeno il 95% del tempo. In [1] viene considerato accettabile un valore di tensione sulla rete MT compreso tra il 96% ed il 110% della V_n ($+10\% \div -4\%$ della V_n), in modo tale da lasciare un margine di caduta di tensione del 6% sulla rete BT (trasformatore MT/BT, a prese fisse, e linee BT sottese).

La connessione di un generatore lungo una linea MT determina l'incremento della tensione in quel punto e, più in generale, la variazione del profilo di tensione lungo la linea. Il fenomeno delle "variazioni lente di tensione", è associato, quindi, alla perturbazione del profilo di tensione della rete, causata dagli utenti attivi, in condizioni di regime.

Il controllo del profilo di tensione nelle reti MT grid-connected è basato sulla possibilità di regolare la sbarra MT del trasformatore in CP tramite un apposito Variatore Sotto Carico (VSC). Tale dispositivo può essere controllato secondo diverse logiche, inseguendo una condizione di esercizio in cui tutti i nodi della rete abbiano un'appropriata qualità della tensione al punto di consegna. Nella rete di Ustica l'azione di regolazione della tensione a seguito di variazioni lente, viene espletata direttamente in centrale dai sistemi di controllo degli alternatori in modo tale da mantenerne il valore entro i limiti stabiliti dalla normativa.

Come noto, in una modalità di esercizio passiva le tensioni hanno sempre andamento non crescente, per via del fatto che i flussi di potenza attiva e reattiva, provenienti dalla CP, attraversano le dorsali unidirezionalmente verso valle. La presenza di GD può invece determinare un radicale cambiamento del regime di tensione sui feeder: gli impianti di generazione, installati lungo le dorsali, possono infatti invertire, in modo più o meno circoscritto, i flussi di potenza, dando luogo a cadute di tensione negative che, in genere, fanno sì che i profili di tensione perdano il loro andamento monotono decrescente; ciò potrebbe dare luogo a significativi innalzamenti del regime

di tensione, anche ben al di sopra dei valori tollerabili. Per questo motivo risulta di interesse un'analisi mirata ad individuare quali siano i limiti di GD installabile sulle reti di distribuzione MT.

Lo studio consiste, pertanto, in un'analisi di tipo nodale, in cui viene simulata la presenza di un impianto di generazione in ogni singolo nodo, mantenendo inalterato (e quindi privo di GD) il resto del feeder a cui esso appartiene; il procedimento ricercherà la massima taglia attribuibile al suddetto generatore, tale per cui, in nessun nodo del feeder, il regime della tensione di alimentazione superi il 110% del valore nominale.

Una prima valutazione, di carattere qualitativo, di come la presenza di un impianto di generazione alteri il regime di tensione sul nodo d'installazione, può essere effettuata prendendo in considerazione la formula della caduta di tensione industriale vista al paragrafo 2.3:

$$\Delta U = R_{cc} \cdot (P - P_{GD}) + X_{cc} \cdot Q \quad (9)$$

Dove:

- ΔU è la caduta di tensione nel tratto di linea che alimenta il generico nodo [p.u.];
- P e Q sono, rispettivamente, le potenze attiva e reattiva transitanti sul suddetto tratto di linea, dovute ai carichi alimentati a valle [p.u.];
- R_{cc} è la resistenza di cortocircuito vista dal nodo in esame [p.u.];
- X_{cc} è la reattanza di cortocircuito vista dal nodo in esame [p.u.];
- P_{GD} è la potenza generata dalla GD connessa al nodo in esame [p.u.].

Da questa è possibile dedurre che, installando nel nodo in esame un generatore operante a $\cos\phi$ unitario e fissata P , ΔU si riduce all'aumentare della potenza attiva iniettata in rete dal generatore stesso P_{GD} . Quindi, si determina un **innalzamento del regime di tensione** sul nodo stesso, rispetto a quello che si avrebbe in assenza di generazione. Se la potenza attiva generata nel nodo esaminato supera quella richiesta dall'eventuale carico afferente al nodo stesso e da tutta la parte di feeder situata a valle di questo (carichi e perdite attive), avviene l'inversione del flusso di potenza attiva su un certo tratto di dorsale a monte del nodo d'installazione, in cui il profilo di tensione risulta ora monotono crescente. La Figura 7, tratta da [1], mostra, a tal proposito, un esempio di un confronto tra i profili di tensione assunti da una dorsale MT, nel caso (punti rossi) di esercizio puramente passivo, e (punti blu) di presenza di un singolo generatore che eroga una potenza attiva tale da causare controflusso nel nodo 6.

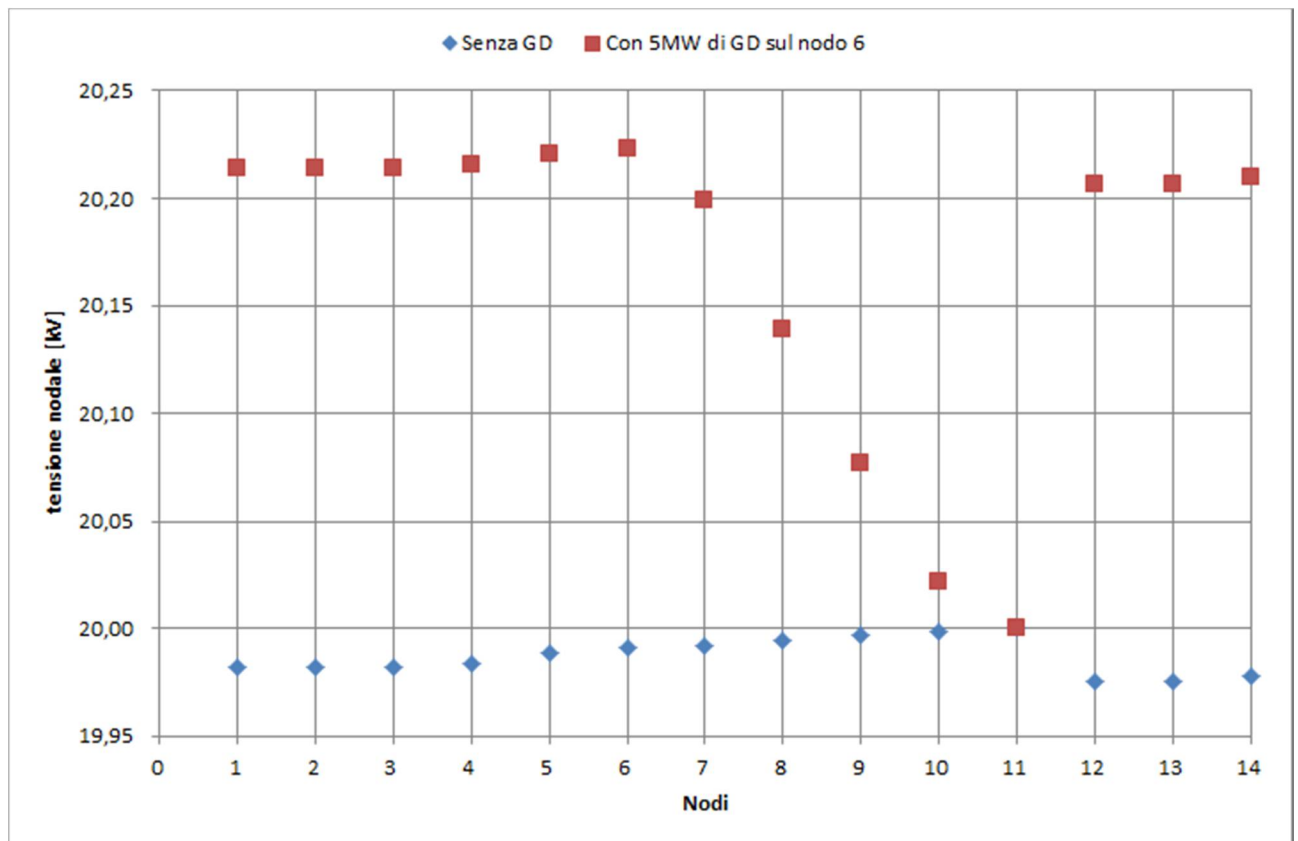


Figura 7

Osservando la relazione (9) è facile dedurre che la quantità di potenza installabile dipende dai seguenti fattori:

- 1) **Distanza elettrica tra il nodo e le sbarre MT** – Al diminuire della distanza elettrica tra il nodo e le sbarre MT, si riduce la resistenza di c/to c/to del nodo di installazione, R_{CC} , per cui, a parità di potenza attiva ($P - P_{GD}$), si riduce la c.d.t ΔU ; al contrario, il valore della reattanza di cortocircuito X_{cc} non incide sulla tensione assunta dal nodo considerato dato che la GD eroga a $\cos\varphi$ unitario. Allo stesso modo, fissate ΔU e P , al diminuire di R_{CC} aumenta P_{GD} ;
- 2) **Entità del carico afferente al nodo d'installazione e della potenza richiesta dalla parte di feeder situata a valle dello stesso nodo** – Infatti, un aumento di queste quantità accresce, a parità di potenza attiva erogata dal generatore, il valore dei termini P e Q , con un conseguente abbassamento della tensione nel nodo. Se ne deduce, quindi, che la potenza installabile aumenta all'aumentare del carico nel nodo esaminato e a valle di questo; d'altra parte, al crescere di questo fattore, cresce il valore di potenza erogata necessaria ad instaurare l'inversione di flusso sul feeder. Pertanto, la verifica della massima potenza installabile da GD può essere calcolata facendo riferimento alla condizione di minimo carico che, per quanto detto, risulta la più gravosa, in relazione al vincolo delle variazioni lente di tensione.

3) Livello di tensione preesistente alla connessione – Tale livello dipende dal setpoint impostato dal regolatore di tensione sulle sbarre MT. In presenza di un feeder con cadute di tensione particolarmente alte, il regolatore di tensione porta il setpoint ad assumere livelli molto alti, che talvolta raggiungono anche il 108% della tensione nominale. A fronte di una tale situazione, i nodi più a monte dei vari feeder afferenti alle sbarre in questione sono alimentati ad una tensione che, anche senza la connessione di impianti di generazione, si attesta su valori molto elevati, che inevitabilmente riducono i margini per la GD installabile. Le maggiori criticità si hanno quindi, allorché dalla sbarra MT, regolata ad un setpoint elevato a causa della presenza di uno o più feeder molto carichi, partono altri feeder poco carichi, lungo i quali il profilo di tensione si mantiene a livelli elevati, tali per cui la potenza installabile risulta generazione assai ridotta.

Facendo riferimento alla rete di Ustica, le variazioni lente di tensione dell'ordine del +110% della tensione nominale, possono essere provocate, in corrispondenza al carico minimo, da quantità di potenza da GD ben al di sopra dei limiti relativi all'inversione di flusso descritti. Anche in questo caso il motivo è identificabile nelle ridotte distanze elettriche tra i nodi di rete e le sbarre MT di centrale. A dimostrazione di ciò, sono state effettuate delle simulazioni con calcoli di load flow sulla rete di Ustica, considerando la condizione di minimo carico di seguito riepilogata e riferita al carico delle ore 12,30 del 25/12/2012:

Ramo Vittorio Emanuele

Nodo	P 12:30 [W]	Q 12:30 [VAR]
1	2576,00	0,00
2	1760,00	80,00
3	18040,00	4200,00
4	22680,00	5280,00
5	15200,00	2400,00
6	19200,00	5120,00
7	53600,00	6400,00
8	8000,00	2560,00
9	0,00	0,00
10	50400,00	16800,00
12	5352,00	3404,00
13	39000,00	0,00
14	616,00	92,00

Ramo Ausl

Nodo	P 12:30 [W]	Q 12:30 [VAR]
1	4000,00	600,00
2	0,00	0,00
3	1200,00	520,00
4	5440,00	640,00
5	6080,00	1120,00
6	3840,00	4480,00
7	2560,00	3200,00
8	44160,00	15360,00
9	8000,00	8000,00
11	100,00	56,00
12	49920,00	6240,00

Nel seguente istogramma sono riportate le percentuali di nodi che superano il limite del 110% della tensione nominale in presenza di una GD di potenza pari a quella riportata in ascissa:

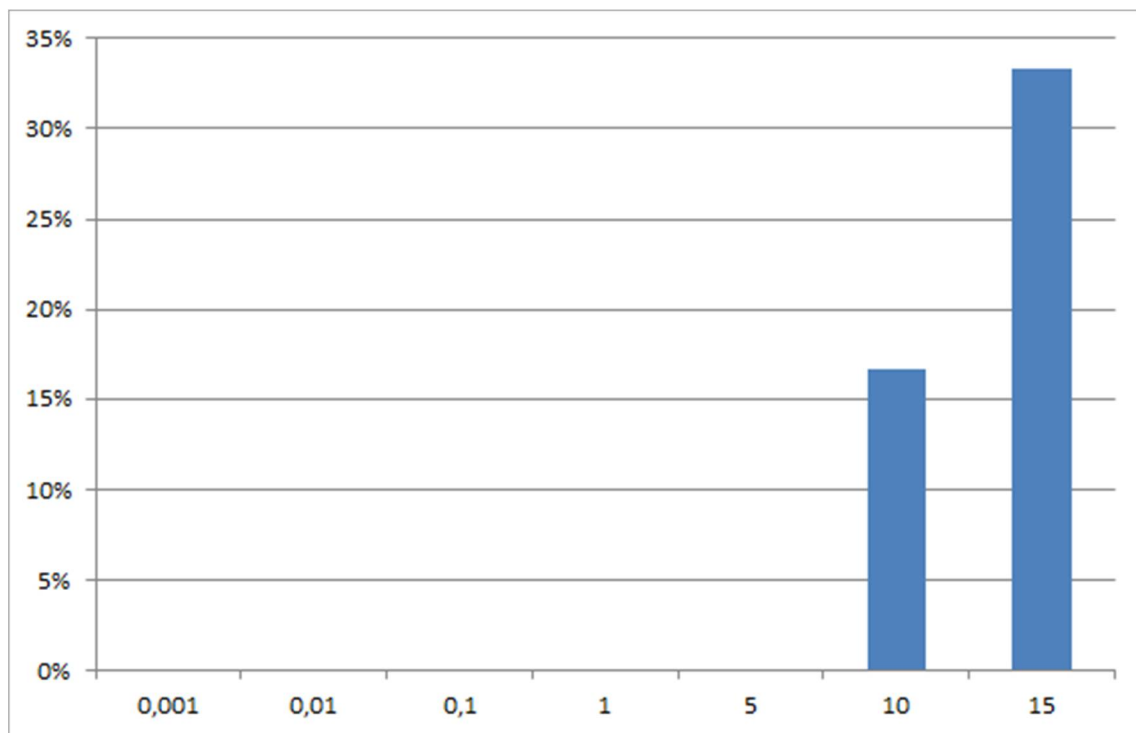


Figura 8 - Percentuale di nodi che presentano potenza installabile per variazioni lente di tensione ($\geq 110\%$ della tensione nominale) pari al valore indicato in ascissa.

Nei grafici seguenti sono riportati i risultati di simulazioni realizzate nella condizione di minimo carico sopra descritta e ipotizzando la presenza di GD da 5MW installata in corrispondenza del generico nodo indicato in ascissa.

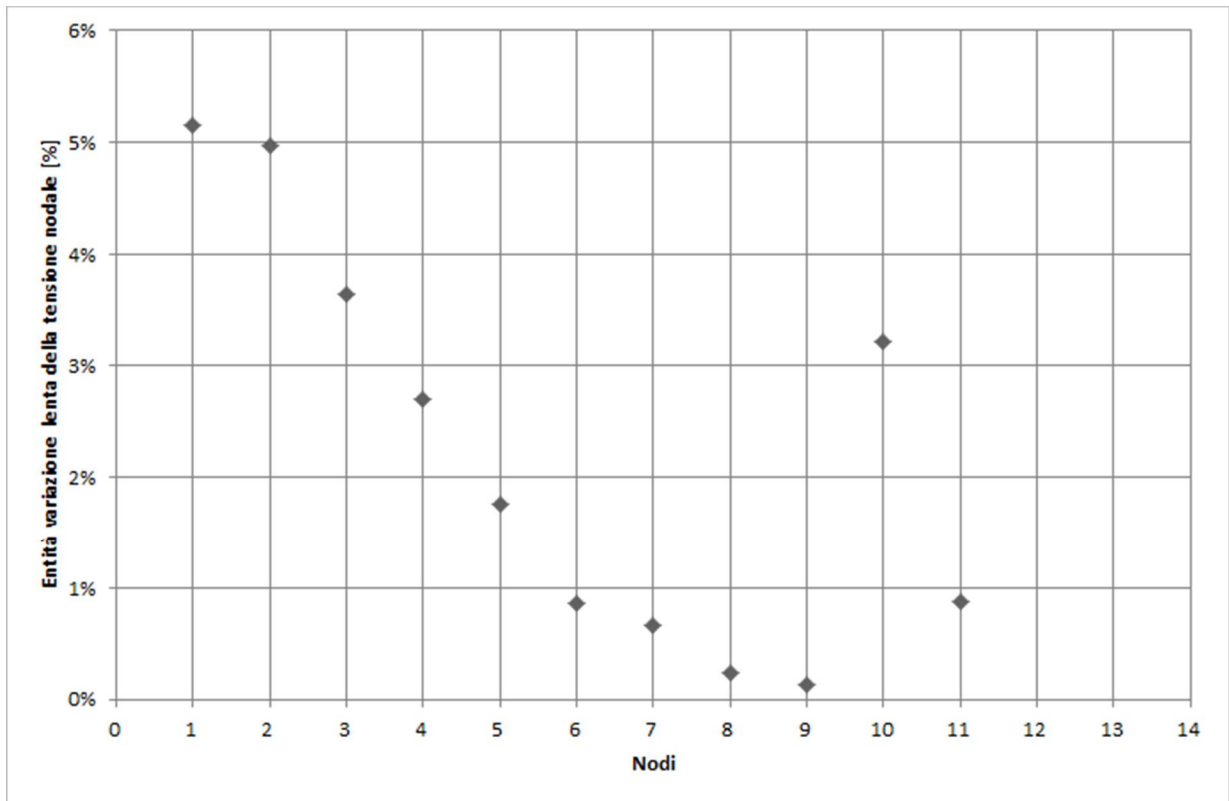


Figura 9 - Variazioni lente ramo Vittorio Emanuele

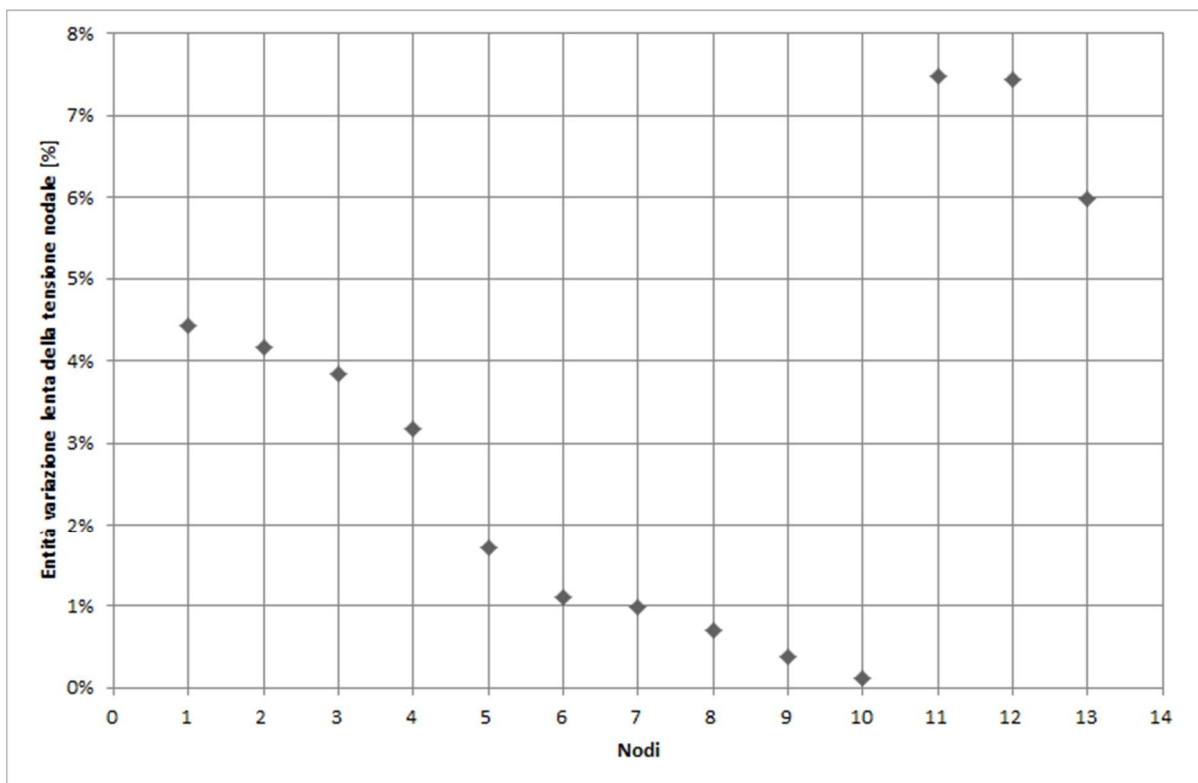


Figura 10 - Variazioni lente ramo AUSL

Tali risultati fanno riferimento a simulazioni differenti per ogni nodo ed evidenziano la necessità di notevoli quantitativi di GD per dar luogo a variazioni lente di tensione oltre i limiti ammessi dalla normativa vigente.

2.9 L'isola indesiderata o *islanding*

L'*islanding* è una condizione indesiderata a causa dei suoi effetti potenzialmente dannosi sulla power quality, sulle protezioni di rete e sulla sicurezza del personale che opera sulla rete. Quindi, è opportuno che la GD sia equipaggiata con una propria protezione anti-*islanding* che deve essere in grado di individuare la condizione di funzionamento anomala disconnettendo la GD dalla rete.

Finora non è stato possibile effettuare quanto descritto a causa di vuoti normativi, dispositivi non adatti e mancanza di opportuni sistemi di scambio dati.

In tempi recenti è stato manifestato un crescente interesse nel poter realizzare delle condizioni di *islanding* intenzionali, nonché nello sviluppo delle cosiddette micro-grids. In questi casi la rete di distribuzione (o una parte di essa) può operare in condizioni di *islanding* controllabile, disaccoppiata dalla rete principale. In tale condizione la rilevazione della condizione di *islanding* è molto importante, al fine di attivare la modalità di controllo della GD sulla tensione e sulla frequenza.

I metodi per rilevare tale condizione di funzionamento possono essere distinti in metodi passivi, metodi attivi, e metodi basati su sistemi di comunicazione.

I metodi passivi [3] sono basati sul monitoraggio locale dei parametri di rete come frequenza, tensione e angolo di fase, particolari armoniche o Total Harmonic Distortion (THD). Se l'algoritmo di monitoraggio rileva grandi o improvvisi cambiamenti di queste variabili, la GD viene disconnessa dalla rete.

I metodi attivi [4] si basano sull'iniezione nel punto di connessione della GD di un piccolo disturbo (come tensione, frequenza o salti di fase; iniezione di correnti armoniche, sub-armoniche o componenti alla sequenza inversa, variazioni di potenza attiva o reattiva ecc.) e sul monitoraggio della risposta della rete, al fine di decidere se è presente una condizione *islanding*.

I metodi basati su segnali di comunicazione [5] necessitano di uno scambio di dati tra GD e rete, questi dati sono utilizzati dalla GD per determinare quando disconnettersi dalla rete.

2.10 L'effetto delle fonti rinnovabili intermittenti sulle reti elettriche isolate

Sulla base di studi effettuati su sistemi elettrici interconnessi, si è verificato che uno dei problemi maggiormente sentiti riguarda l'inversione di flusso in CP [1]. Naturalmente, nella particolare configurazione della rete isolata di Ustica, come sopra detto, risulta una problematica ancora più sentita poiché il fenomeno può avere gravi ripercussioni sulla stabilità dell'impianto di generazione.

Più precisamente, dal punto di vista funzionale, la rete costituisce un sistema complesso che si trova continuamente in equilibrio dinamico sul livello di potenza totale necessario per soddisfare le

richieste del carico. Per mantenere l'equilibrio dinamico, i gruppi di generazione sono dotati di un sistema di controllo che permette di seguire l'andamento della domanda in relazione alle variazioni temporali della natura e dell'entità dei carichi. Nel corso della giornata, questi vengono inseriti e disinseriti numerose volte, sia in modo programmato, sia in modo casuale. Il sistema di controllo reagisce automaticamente a fronte delle variazioni del carico e la reazione è caratterizzata da due parametri caratteristici: l'ampiezza della correzione e la costante di tempo.

Qualora l'ampiezza dell'intervento di compensazione del livello di potenza fosse più grande della capacità del sistema di controllo e la perturbazione avvenisse bruscamente in un tempo inferiore alla costante di tempo di reazione, il livello di potenza non sarebbe più mantenuto con rischio di black-out per intervento delle protezioni del gruppo elettrogeno.

L'allacciamento alla rete di generatori con potenza intermittente nel tempo, come sono le fonti rinnovabili elettriche, equivale a considerare l'immissione in rete di sorgenti di perturbazione del livello di potenza, che obbligano il sistema di controllo ad un continuo lavoro di compensazione.

Da quanto detto si evince che esiste un limite alla capacità di reazione del sistema di controllo dei gruppi elettrogeni. Si assume, nel caso della rete in esame, come riferimento per la grandezza delle variazioni tollerabili del carico, la potenza dei gruppi elettrogeni in funzione.

Da quanto sopra riportato si può affermare che la penetrazione della GD nelle reti isolate, in particolare nella rete di Ustica, presenta delle peculiarità che portano a fissare come limiti più restrittivi l'inversione di flusso in centrale e la capacità di reazione dei sistemi di regolazione dei gruppi elettrogeni.

Ne scaturisce la necessità di un monitoraggio continuo sulla base di dati derivanti da un sistema di misura in grado di rilevare in continuo e storicizzare i parametri caratteristici della rete MT, quali potenze attive e reattive oltre alle tensioni nodali. Tali parametri, mediante un opportuno algoritmo di load-flow, implementato in un sistema centralizzato di controllo, possono permettere di effettuare analisi previsionali su possibili sviluppi della rete e criticità derivanti dalle connessioni di GD, nonché di monitorare in tempo reale le condizioni dinamiche dei rami della rete.

Di seguito, dopo aver descritto tutti gli elementi necessari per la realizzazione di un sistema SCADA per smart grid, viene illustrato il sistema di misura sviluppato per la rete di Ustica.

3 Sistemi di misura per smart grid.

3.1 Generalità e stato dell'arte

Per Smart Grid [1] si intende una rete elettrica in grado di integrare intelligentemente le azioni di tutti gli utenti connessi – produttori, consumatori– al fine di distribuire energia in modo efficiente, sostenibile, economicamente vantaggioso, e sicuro.

La Smart Grid utilizzerà prodotti e servizi innovativi assieme a tecnologie intelligenti di monitoraggio, controllo, comunicazione, al fine di:

- facilitare la connessione e l'operatività di generatori elettrici eterogenei di qualunque dimensione e tecnologia;
- fornire ai consumatori strumenti per contribuire ad ottimizzare il funzionamento del sistema globale;
- dare ai consumatori maggiori informazioni e potere di scelta;
- ridurre significativamente l'impatto ambientale dell'intero sistema elettrico;
- aumentare il grado di affidabilità e sicurezza del sistema elettrico.

Sulla base della definizione sopra riportata risulta indispensabile definire dei sistemi di monitoraggio della rete elettrica atti a garantirne un funzionamento intelligente non tralasciando problematiche di tipo tecnico – economico.

3.2 I sistemi SCADA

Attualmente i sistemi di monitoraggio per smart grid sono di tipo SCADA [7] (Supervisory Control And Data Acquisition) e presentano la struttura riportata in Figura 11:

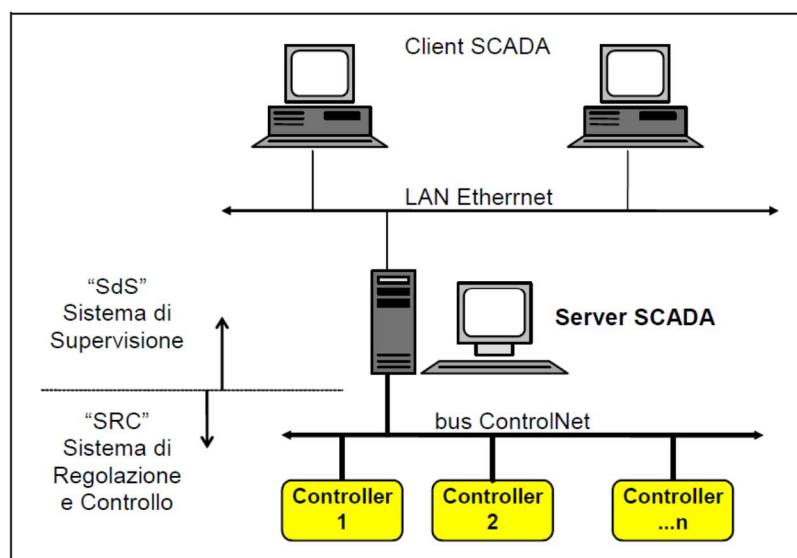


Figura 11

Uno SCADA presenta un'architettura suddivisa in tre livelli, ognuno occupato da determinate apparecchiature:

Livello	Esempi	Sistema
Alto o informativo	Interfacce operatore e Stazioni SCADA	SdS
Medio o di controllo	Controllori Programmabili (PLC/DCS)	SRC
Basso o di bordo macchina	Trasduttori, Attuatori, ecc..	

Tabella 1

3.2.1 Sistema di Supervisione (SdS)

Il sistema di supervisione (SdS) è il complesso delle apparecchiature che interfacciano i sistemi di regolazione e controllo con gli operatori, tramite mezzi informatici.

E' tipicamente composto da PC con software SCADA.

Tra i compiti di un SdS, oltre che quello di interfaccia Uomo/Macchina, vi è quello di archiviare i dati di funzionamento dell'impianto e di coordinare le comunicazioni tra sistemi diversi.

3.2.2 Sistema Regolazione e Controllo (SRC)

Il complesso formato dalle apparecchiature atte a comandare e regolare tutti gli attuatori di un processo o di un impianto, sia in modo automatico, che in modo manuale, ossia tramite comandi impartiti da un operatore.

Il Sistema di regolazione e controllo è tipicamente composto da apparecchiature a stretto contatto con il processo, e quindi collocate direttamente all'interno di macchinari e quadri elettrici.

Il funzionamento automatico è normalmente eseguito da appositi software, personalizzati per l'impianto, ad eccezione delle funzioni di sicurezza che devono essere svolte da logiche cablate.

Per il funzionamento in manuale, questo deve avvenire sempre entro i limiti di sicurezza decisi per ciascuna funzione, a significare che il SRC deve sorvegliare anche le azioni compiute dagli operatori.

3.2.3 Trasduttori ed attuatori

Trasduttori ed attuatori costituiscono i cosiddetti dispositivi di campo ovvero a diretto contatto col processo controllato.

I trasduttori sono degli apparati di acquisizione dati il cui cuore è composto da un dispositivo a logica digitale (molto spesso un microprocessore) in grado di eseguire operazioni sui dati trattati

(calcoli, salvataggio di valori da utilizzare in seguito, algoritmi di trattamento delle informazioni). Tutto questo è possibile, e relativamente semplice, se le informazioni da trattare sono rappresentate da sequenze di cifre digitali. Perché un apparato di acquisizione dati possa lavorare è quindi necessario che ogni informazione sia convertita in bit, operazione eseguita da una serie di circuiti che compongono la sezione input/output (I/O). La conversione delle informazioni di tipo analogico in informazioni di tipo digitale è una funzione svolta dai convertitori A/D.

Gli attuatori sono dei dispositivi in grado di agire sul processo controllato espletando delle azioni di controllo secondo logiche predeterminate ed implementate nel sistema SCADA.

3.2.4 Reti di comunicazione

Dato che nell'impianto vi sono apparecchiature disposte secondo una gerarchia a tre livelli, risulta necessario che ogni livello sia dotato di una rete per mettere in comunicazione le proprie apparecchiature, cosicché per ciascuno di essi sono necessarie reti con caratteristiche diverse.

Livello	Tipo Rete	Apparecchiature	Esempi
Alto	Rete di supervisione	Stazioni SCADA	Ethernet, WLan
Medio	BUS di Controllo	Controllori	Ethernet
Basso	Bus di Campo	Input/Output distribuiti	Ethernet, Power line

Tabella 2

Questa suddivisione verticale dei sistemi di automazione comporta vantaggi in termini di prestazioni, di efficienza e di affidabilità, in quanto :

- in ciascuna rete transita il traffico di dati per cui è stata concepita;
- il traffico per i BUS è predeterminabile in fase di progetto;
- le prestazioni della rete di alto livello (supervisione) non influenzano in alcun modo il Processo di Controllo e quindi il funzionamento dell'impianto.

Nella tabella che segue sono indicate le caratteristiche principali delle reti che possono essere impiegate per realizzare un sistema SCADA:

Tipo	Necessità	Velocità	Prerogative
LAN Ethernet	Scambio di pacchetti dati di notevoli dimensioni; Numero illimitato di nodi.	100 Mb/s	Compatibilità tra sistemi eterogenei; Funzioni Statistiche e Amministrative
Bus di Controllo	Elevata affidabilità; Alte Prestazioni; Reti di medie dimensioni con non meno di 32 nodi	5 Mbit/s	Programmazione; Diagnostica avanzata; Ridondanza del cavo; Modello Produttore/Consumatore
Bus di Campo	Controllo di I/O; Pacchetti dati di piccole dimensioni; Immunità ai disturbi; Lunghezza contenuta; Rete di almeno 60 nodi.	250 kbit/s	Riduzione dei costi di cablaggio; Praticità di installazione.

Tabella 3

I BUS di Campo e di Controllo devono essere di tipo aperto, per supportare la connessione di apparecchiature anche di costruttori diversi.

3.3 Sistemi SCADA per smart grid

I sistemi SCADA per smart grid devono essere supportati da software in grado di gestire l'enorme mole di dati proveniente dal SRC per dare una stima dello stato del sistema e da sistemi di misura che garantiscano il monitoraggio e la gestione del sistema controllato, che costituiscono il SRC.

Per quanto riguarda la gestione dei dati, in letteratura sono presenti diversi algoritmi di *State Estimation* (SE) per determinare lo stato del sistema sulla base dei dati misurati e di algoritmi di load flow.

Tra i sistemi di misura più innovativi e validi trattati in letteratura scientifica e disponibili sul mercato vi sono i PMU (Phasor Measurement Unit) e gli analizzatori di rete o power quality

analyzer (PQA). Tali dispositivi, oltre a monitorare i parametri di rete a mezzo di trasduttori, permettono azioni di telecontrollo tramite output che comandano opportuni attuatori. Di seguito verranno trattati nel dettaglio gli aspetti sopra riportati.

3.4 Lo state estimation

Lo *state estimation* (da ora SE), così come presentato in letteratura scientifica [8], è un processo che determina lo stato del sistema elettrico per permettere al gestore della rete di prendere le decisioni più opportune per mantenere la sicurezza del sistema in presenza di varie contingenze. Attualmente lo SE richiede misure che non hanno bisogno di un riferimento comune: misure di potenze attive e reattive, correnti e tensioni. Queste misure vengono combinate col modello della rete per individuare le variabili di interesse mediante algoritmi di load flow. Questo tipo di processo impiega molto tempo per completarsi e spesso gli algoritmi danno errori o non convergono alla soluzione con una tolleranza accettabile. Per far fronte a questi problemi si implementano sempre nuovi algoritmi che, nonostante la loro validità non permettono un controllo in real time del sistema.

In particolare, con lo *static state estimation* vengono raccolti i dati di misura ogni periodo prefissato ottenendo una fotografia del sistema in un determinato stato di regime, tali misure presentano errori che devono essere presi in considerazione per evitare errori grossolani nello stato stimato.

Il modello di misura $h(x)$ è un'espressione che lega il vettore delle misure "z" col vettore dello stato del sistema "x" per dato vettore degli errori "ε" del sistema di misura:

$$z = h(x) + \varepsilon \quad (10)$$

Il modello di misura è costituito da funzioni non lineari basate sulle leggi di Ohm e Kirchhoff, gli errori nelle misure sono assunti con una media pari a zero.

Si definisce la matrice diagonale di covarianza dell'errore di misura:

$$R = E\{\varepsilon^T \varepsilon\} \quad (11)$$

Lo stato stimato è definito come quel valore di x che minimizza la seguente funzione:

$$J(x) = \frac{[z - h(x)]^2}{R} = [z - h(x)]^T R^{-1} [z - h(x)] \quad (12)$$

Essa rappresenta la media pesata dell'errore rispetto la matrice R essendo $[z-h(x)]$ pari al vettore dei residui "r".

Derivando $J(x)$ e ponendola pari a zero, si ottiene:

$$\frac{dJ(x)}{dx} = -2R^{-1}[z - h(x)] \frac{dh(x)}{dx} = 0 \rightarrow H(x)R^{-1}[z - h(x)] = 0 \quad (13)$$

Essendo:

$$H(x) = \frac{dh(x)}{dx} \quad (14)$$

la matrice Jacobiana di $h(x)$.

Per risolvere l'equazione:

$$H(x)R^{-1}[z - h(x)] = 0 \quad (15)$$

si procede per via iterativa secondo la seguente relazione:

$$G_i[x_{i+1} - x_i] = H(x_i)R^{-1}[z - h(x_i)] \quad (16)$$

Con x_i valore di x alla i -esima iterazione. I due punti più importanti di questa metodologia sono:

- la scelta di G_i ;
- la scelta del metodo per risolvere l'equazione lineare: $Gd = b$

con:

$$d = [x_{i+1} - x_i]$$

$$b = H(x_i)R^{-1}[z - h(x_i)]$$

Linearizzando con la serie di Taylor $h(x)$ in un intorno di x_i si ha:

$$h(x) \approx h(x_i) + H(x_i)[x - x_i] \quad (17)$$

assumendo $H(x)=H(x_i)$ si ha che:

$$\begin{aligned} H(x)R^{-1}[z - h(x)] &= H(x_i)R^{-1}[z - h(x_i) - H(x_i)(x - x_i)] \\ &= H(x_i)R^{-1}[z - h(x_i)] - H(x_i)R^{-1}[H(x_i)(x - x_i)] \\ &= 0 \end{aligned} \quad (18)$$

Da cui:

$$\begin{aligned} H(x_i)R^{-1}[z - h(x_i)] &= H(x_i)R^{-1}[H(x_i)(x - x_i)] \\ &\rightarrow H^T(x_i)R^{-1}[z - h(x_i)] \\ &= H^T(x_i)R^{-1}H(x_i)(x - x_i) \end{aligned} \quad (19)$$

Quindi:

$$G_i = H^T(x_i)R^{-1}H(x_i) \quad (20)$$

Elevati valori dei residui r , derivanti da elevati errori di misura, implicano una bassa accuratezza dello stato stimato. Un buon algoritmo di stima dello stato deve essere in grado di riconoscere e mitigare l'effetto degli errori di misura troppo elevati. Infatti, l'individuazione di dati corrotti è uno dei più importanti aspetti di uno stimatore dello stato. Un approccio possibile è quello di riformulare la formula numerica per la determinazione dello stato x o analizzare i residui r tramite la propria deviazione standard, eseguendo test statistici che permettano di individuare valori sospetti dei termini di r .

3.5 Phasor Measurement Unit (PMU)

Lo standard internazionale che definisce le caratteristiche dei PMU è *IEEE Standard C37.118-2005* [9] - [10]. Questi dispositivi forniscono una rappresentazione fasoriale di tensioni o correnti di un sistema di potenza, riferita ad un segnale temporale assoluto. Questo segnale deve essere sincronizzato con il tempo coordinato universale (UTC) rilevabile a mezzo del segnale GPS.

Usando il segnale temporale sincronizzato, il PMU crea una rappresentazione fasoriale di un segnale sinusoidale. Questi dispositivi sono alla base delle WAMS (*Wide Area Monitoring Systems*).

Un *time tag* rappresenta il riferimento per la rappresentazione fasoriale, così come riportato nella seguente figura, nella quale si nota che l'angolo di fase del fasore è pari allo scarto tra l'istante di riferimento e il picco della sinusoide:

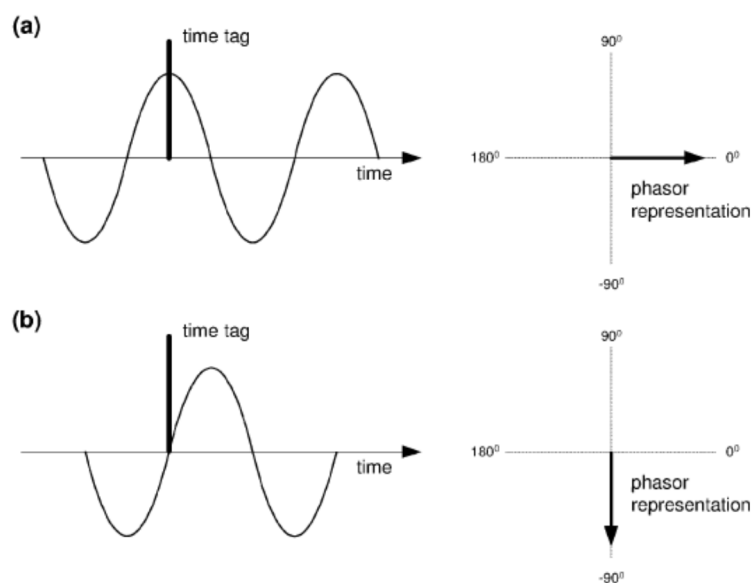


Figura 12

Naturalmente l'angolo proprio del fasore ha un senso se tutti i PMU di un sistema di misura presentano un riferimento temporale sincronizzato e, quindi, le loro misure sono confrontabili rilevando gli scarti di fase. Nella figura seguente è riportato lo schema di un sistema di due PMU sincronizzati tramite segnale GPS:

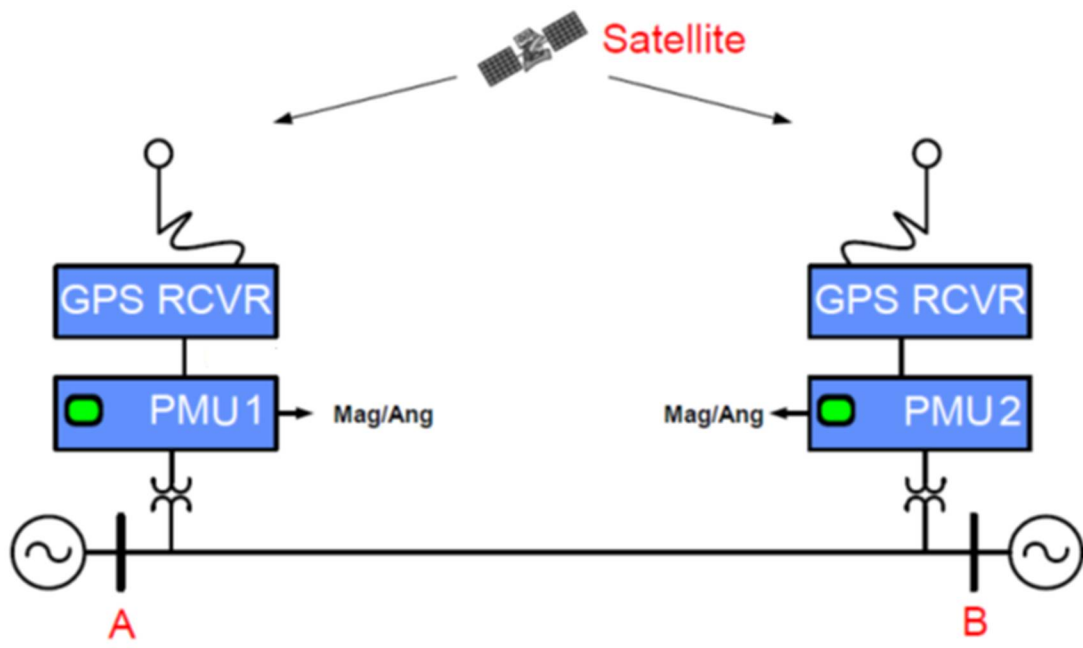


Figura 13

Il risultato della misura è riportato nella seguente figura:

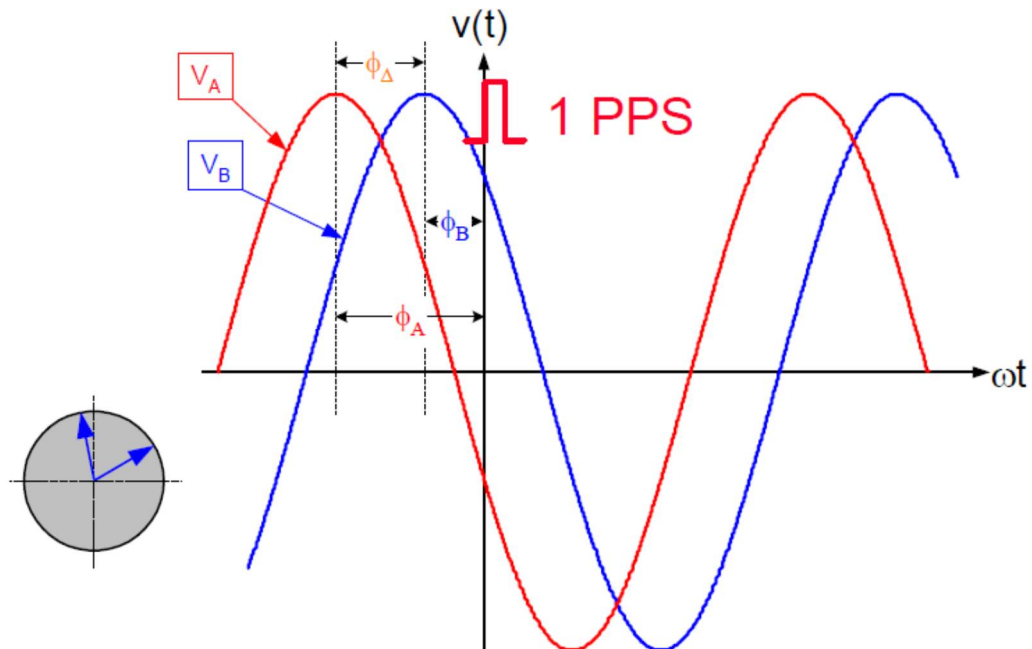


Figura 14

Lo scarto tra le due forme d'onda di tensione è legato all'impedenza della linea compresa tra i due punti di misura e alla corrente che vi circola.

Infine, di seguito è riportato uno schema equivalente del sistema in esame:

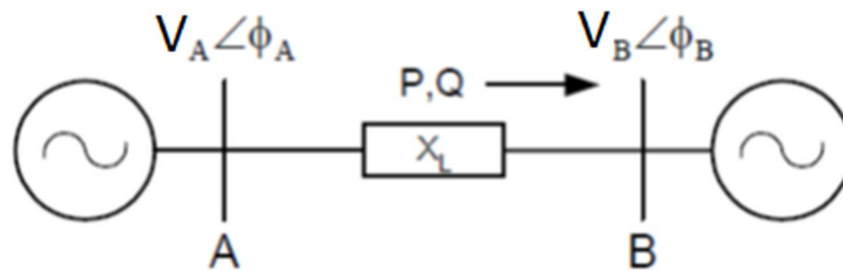


Figura 15

Con riferimento alla Figura 15 si ha:

$$P = \frac{V_A \cdot V_B}{X_L} \cdot \sin(\varphi_A - \varphi_B) \quad (21)$$

$$Q = \frac{V_B}{X_L} \cdot [V_A \cdot \cos(\varphi_A - \varphi_B) - V_B] \quad (22)$$

Essendo P e Q potenza attiva e reattiva transanti tra i nodi A e B.

3.5.1 Utilizzo dei PMU per lo *state estimation* nelle reti elettriche

L'installazione di PMU permette di misurare tutte le grandezze necessarie per lo SE, permettendo un controllo in real time. Infatti, dalle equazioni viste nel paragrafo precedente, si nota come gli output dei PMU (tra i quali sono anche compresi i valori delle correnti nodali) permettono di valutare, con semplici relazioni analitiche, tutti i flussi di potenza in uscita o in ingresso al generico nodo.

Un altro aspetto importante è la possibilità di monitorare la stabilità del sistema per evitare collassi di tensione. Facendo riferimento alla Figura 16 si nota che ad una linea elettrica può essere attribuito un diagramma (caratteristica statica della linea) che riporta l'andamento della potenza attiva rispetto all'angolo di sfasamento tra le tensioni nodali. Su tale curva sono evidenziati dei punti di funzionamento a regime. Quando il punto di lavoro P_T si trova in prossimità di una condizione di lavoro potenzialmente instabile, individuata da P_M , devono essere presi provvedimenti preventivi. P_M rappresenta il punto di funzionamento limite a regime che deve essere definito in base al sistema e alle sue possibili configurazioni a seguito di un evento destabilizzante. Se il punto di lavoro P_T dovesse superare il punto P_M allora è probabile che il sistema si destabilizzi, valutando ciò col criterio delle aree, si individua P_C come il punto operativo critico, oltre il quale il sistema si destabilizza e si ha il collasso di tensione.

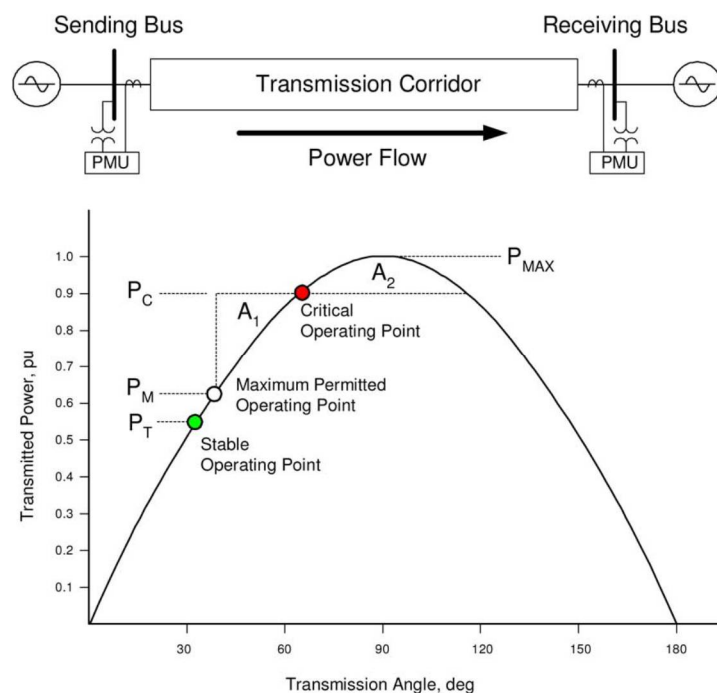


Figura 16

La valutazione dei sincrofasori alle due estremità della linea permette di fare le valutazioni di cui sopra in maniera rapida e diretta, permettendo di prendere provvedimenti preventivi. Tale configurazione permette anche il monitoraggio dei parametri di linea utilizzando opportuni algoritmi o misuratori di impedenza addizionali. In questo modo può essere valutata la variazione di impedenza con la temperatura e la sovraccaricabilità della linea.

3.5.2 Algoritmo di posizionamento ottimale dei PMU

L'elevato costo dei PMU implica l'individuazione di punti opportuni per la loro installazione [11]. Tale scelta dipende molto dalla configurazione della rete e dal livello desiderato di osservabilità della rete.

L'osservabilità della rete dipende dal numero di nodi in cui vengono installati i PMU:

- L'osservabilità incompleta si ha quando il numero e il posizionamento dei PMU non è sufficiente a determinare il set completo di tensioni nodali in una rete elettrica;
- L'osservabilità completa si ha quando possono essere misurate tramite PMU o calcolate, mediante opportuni algoritmi che tengono conto dei parametri delle linee, le tensioni in tutti i nodi della rete.

Nel seguito viene descritto un metodo numerico basato sull' *Integer Programming* per risolvere il problema del posizionamento ottimale dei PMU tenendo conto di aspetti tecnico-economici.

Per un sistema con n nodi si definisce un vettore colonna X i cui elementi sono individuabili come segue:

- $X(i)=1$ se nel nodo i è presente un PMU
- $X(i)=0$ se nel nodo i non è presente un PMU

Si definisce un vettore colonna W i cui elementi $W(i)$ sono:

- i prezzi dei PMUs nei nodi “ i ” in cui essi sono installati;
- 0 nei nodi “ i ” in cui i PMUs non sono installati.

Si definisce una funzione vettoriale $f(X)$ i cui ingressi sono diversi da 0 se la corrispondente tensione nodale è individuabile utilizzando le misure date, in caso contrario è 0. In particolare, la matrice $f(X)$ si determina valutando preventivamente la matrice A come di seguito riportato:

- $A(i,j)=1$ se $i=j$ o se il nodo i e il nodo j sono connessi tra loro;
- $A(i,j)=0$ in tutti gli altri casi.

Quindi:

$$f(X) = A \cdot X \quad (23)$$

Le righe della funzione $f(X)$ avranno sempre valore maggiore o uguale a 1, questo implica che almeno uno dei nodi relativi agli elementi della relazione presente nella riga, deve avere un PMU.

Il posizionamento ottimale si individua ponendo:

$$\min \sum_{i=1}^n W(i) \cdot X(i) \quad (24)$$

Con:

- $f(X) \geq I$ (I = matrice identità);
- Il termine $\sum_{i=1}^n W(i) \cdot X(i)$ rappresenta il costo totale dei PMUs.

Di seguito si riporta un esempio applicativo del metodo numerico sopra descritto, facendo riferimento al sistema IEEE a 14 nodi riportato nella figura seguente:

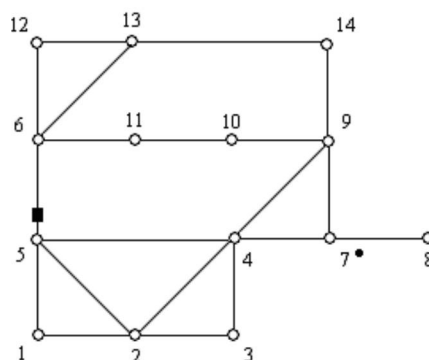


Figura 17

La matrice A è la seguente:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

La funzione f(X) è:

$$f(X) = A \cdot X = \begin{cases} f_1 = x_1 + x_2 + x_5 & \geq 1 \\ f_2 = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 & \geq 1 \\ f_3 = x_2 + x_3 + x_4 & \geq 1 \\ f_4 = x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_7 + x_9 & \geq 1 \\ f_5 = x_1 + x_2 + x_4 + x_5 + x_6 & \geq 1 \\ f_6 = x_5 + x_6 + x_{11} + x_{12} + x_{13} & \geq 1 \\ f_7 = x_4 + x_7 + x_8 + x_9 & \geq 1 \\ f_8 = x_7 + x_8 & \geq 1 \\ f_9 = x_4 + x_7 + x_9 + x_{10} + x_{14} & \geq 1 \\ f_{10} = x_9 + x_{10} + x_{11} & \geq 1 \\ f_{11} = x_6 + x_{10} + x_{11} & \geq 1 \\ f_{12} = x_6 + x_{12} + x_{13} & \geq 1 \\ f_{13} = x_6 + x_{12} + x_{13} + x_{14} & \geq 1 \\ f_{14} = x_9 + x_{13} + x_{14} & \geq 1 \end{cases}$$

L'operatore + può essere visto come un operatore logico OR, il che comporta che almeno una delle variabili che appaiono nelle somme in ciascuna riga di f(X) deve essere diversa da zero. Quindi, l'indice della variabile fissata diversa da zero è indicativo del nodo in cui può essere installato il PMU.

Ad esempio, da $f_1 \geq 1$ si nota che deve essere posizionato almeno un PMU nei nodi 1, 2 o 5 per rendere il nodo 1 osservabile. Da $f_2 \geq 1$ si ha che deve essere installato un PMU almeno in uno dei nodi 1, 2, 3, 4 o 5 per rendere il nodo 2 osservabile. Una volta verificate le diverse configurazioni che possono scaturire da tale analisi, si sceglie quella che rende minimo il costo totale dei PMUs

Come si può notare da quanto descritto, l'algoritmo risulta semplice e facilmente implementabile in qualsiasi linguaggio di programmazione.

3.5.3 Limiti tecnici nell'utilizzo dei PMU

L'accuratezza dei PMU, indicata con TVE (*Total Vector Error*) [10] viene valutata come la differenza vettoriale tra il valore misurato X_{MEAS} e il valore atteso X_{IDEAL} , presa in modulo e rapportata al modulo del valore atteso. In termini analitici si ha:

$$TVE_{(k)} = 100 \cdot \frac{|\vec{X}_{MEAS(k)} - \vec{X}_{IDEAL}|}{|\vec{X}_{IDEAL}|} \quad (25)$$

Questo parametro combina tutte le sorgenti di errore, inclusi la sincronizzazione temporale, la stima dell'angolo fasoriale e dell'ampiezza del fasore.

In base a [10] , è stato stabilito un criterio dell'1% per il valore del TVE che deve essere rispettato durante le fasi di calibrazione. Questo significa che la combinazione degli errori di fase e di ampiezza nella valutazione del fasore devono dare luogo ad un TVE massimo pari all' 1%. A tal proposito, nelle figure seguenti, tratte da [10], sono riportati gli andamenti del TVE al variare dell'errore sull'ampiezza del fasore e per diversi valori dell'errore d'angolo e gli andamenti del TVE al variare dell'errore sull'angolo del fasore per diversi valori dell'errore sull'ampiezza del fasore.

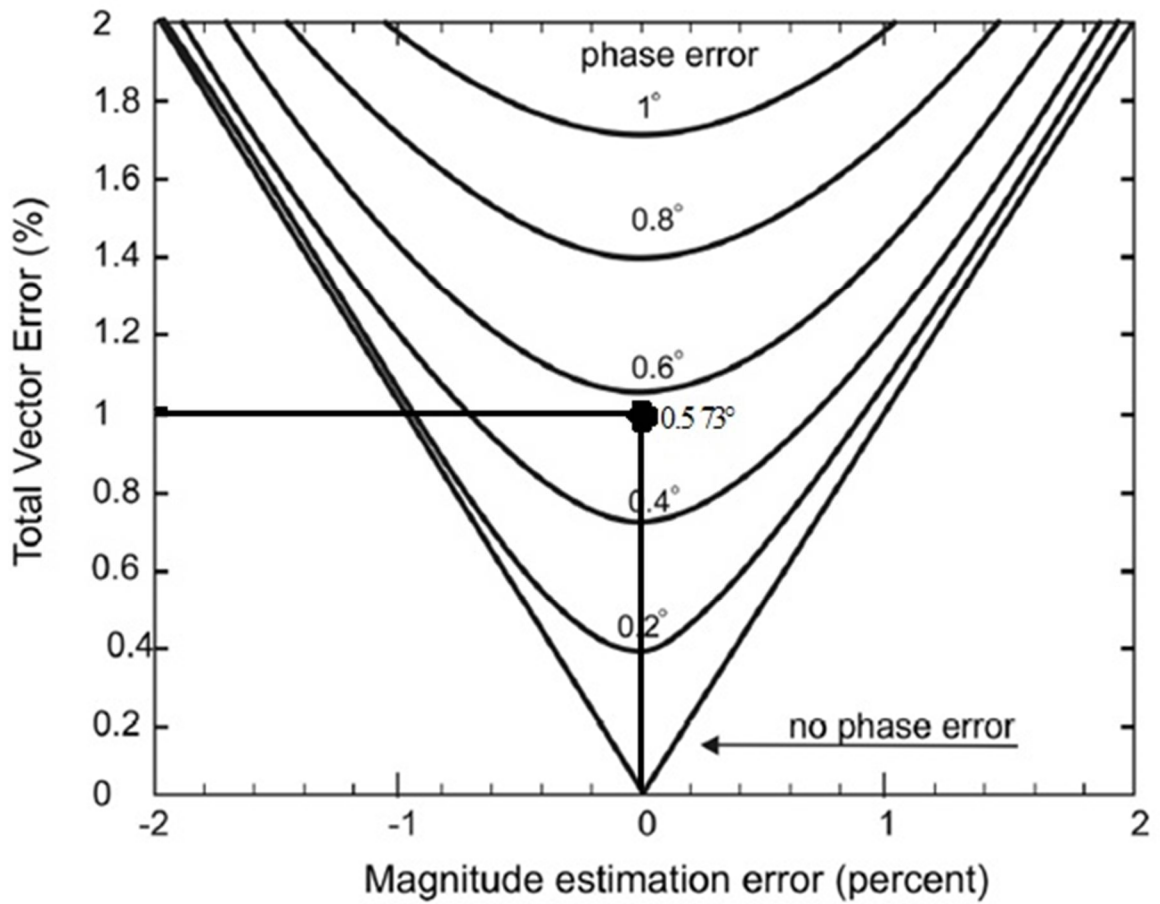


Figura 18 – TVE in funzione dell'errore sull'ampiezza per diversi errori di fase

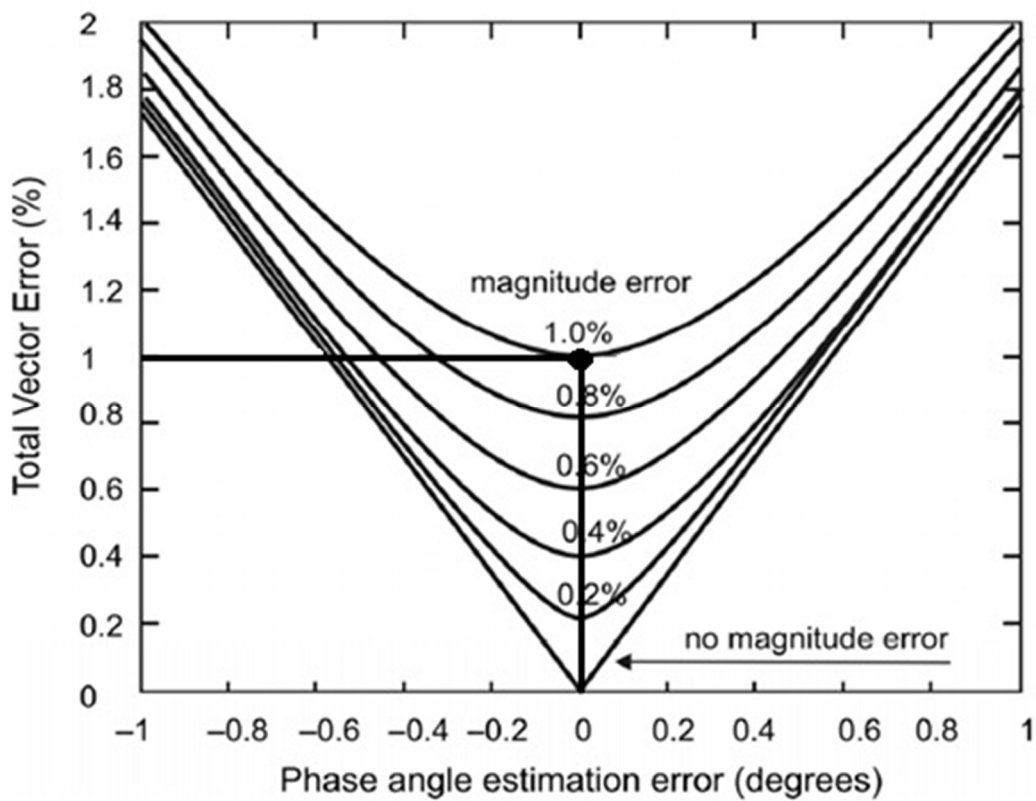


Figura 19 – TVE in funzione dell'errore di fase per diversi errori di ampiezza

Dalle figure sopra riportate si ha che:

- per un PMU privo di errori di sincronizzazione e di ampiezza, un errore d'angolo di 0.573° corrisponde ad un TVE pari all' 1% (si veda Figura 18);
- per un PMU perfettamente sincronizzato con il riferimento temporale e privo di errore d'angolo, 1% di errore sull'ampiezza corrisponde ad un TVE pari all' 1% (si veda Figura 19);
- quando tutti gli errori sono causati dall'inaccuratezza della sincronizzazione temporale, tenuto conto che un ciclo delle grandezze di sistema ha una durata di 20 ms a 50 Hz, un grado di angolo di fase è $55.6 \mu\text{s}$ quindi l'errore temporale che causa un TVE pari all'1%, a cui corrispondono 0.573° , è $55.6 \cdot 0.573 = \pm 31.7 \mu\text{s}$ (si veda Figura 19).

Tenuto conto di quanto sopra riportato è importante osservare che, rispetto alle reti di trasmissione, quelle di distribuzione sono caratterizzate da linee di limitata lunghezza e flussi di potenza notevolmente inferiori. Tali caratteristiche comportano differenze molto piccole tra le fasi dei sincrofasori delle tensioni nodali (in genere, dell'ordine di grandezza di qualche mrad o meno). Conseguentemente, i PMU destinati all'utilizzo nelle reti di distribuzione richiedono un più elevato grado di accuratezza di quelli impiegati nelle reti di trasmissione. A ciò si deve aggiungere che la misura delle tensioni e delle correnti da parte del PMU deve essere effettuata utilizzando appositi trasduttori di misura (TA e TV) che introducono ulteriori incertezze, che sono molto gravose sulla valutazione degli angoli dei sincrofasori. A tal proposito si può fare riferimento alla seguente tabella tratta da [18] per quanto riguarda i TV:

Classe	Errore di tensione (di rapporto) in percento \pm	Errore d'angolo \pm	
		minuti	centiradiani
0,1	0,1	5	0,15
0,2	0,2	10	0,3
0,5	0,5	20	0,6
1,0	1,0	40	1,2
3,0	3,0	nessuna prescrizione	nessuna prescrizione

Tabella 4

Per quanto riguarda i TA si può fare riferimento alla seguente tabella, tratta da [19]:

Classe di precisione <i>Accuracy class</i>	Errore di corrente (rapporto) in percentuale (\pm) alla percentuale della corrente nominale sottoindicata <i>\pmPercentage current (ratio) error at percentage of rated current shown below</i>				Errore d'angolo (\pm) alla percentuale della corrente nominale sottoindicata <i>\pm Phase displacement at percentage of rated current shown below</i>							
					Minuti <i>Minutes</i>				Centiradiani <i>Centiradians</i>			
	5	20	100	120	5	20	100	120	5	20	100	120
0,1	0,4	0,2	0,1	0,1	15	8	5	5	0,45	0,24	0,15	0,15
0,2	0,75	0,35	0,2	0,2	30	15	10	10	0,9	0,45	0,3	0,3
0,5	1,5	0,75	0,5	0,5	90	45	30	30	2,7	1,35	0,9	0,9
1,0	1,30	1,5	1,0	1,0	180	90	60	60	5,4	2,7	1,8	1,8

Tabella 5

3.6 I power quality analyzer

I power quality analyzer (PQA) sono dispositivi in grado di rilevare tensioni e correnti, tramite eventuali trasduttori, e fornire diverse informazioni riguardo questi importanti parametri di rete e su grandezze da essi derivabili come ad esempio: frequenza, contenuto armonico, forma d'onda di tensione e corrente, valori efficaci di tensione e corrente, potenza attiva e reattiva, fattore di potenza, ecc.

Sul mercato sono presenti diverse tipologie di questi dispositivi e solitamente presentano una tecnologia a microcontrollore e porte di comunicazione (seriali, ethernet o altro) per trasmettere e ricevere segnali. Risulta importante, in analogia a quanto sopra riportato riguardo i PMU, la strategia di posizionamento (concordemente a limiti di tipo tecnico-economico) e le metodologie di gestione dei flussi di dati tramite un opportuno algoritmo che possa tenere in considerazione eventuali approssimazioni che possano scaturire dalla struttura del sistema di misura. Tenendo conto della loro estrema flessibilità d'uso, dei costi ridotti, e della possibilità di utilizzarli per la realizzazione di sistemi SCADA per il monitoraggio e la gestione di *Smart Grid*, sono oggetto dello studio di seguito riportato.

4 Un nuovo sistema di misura e SE per le smart grid in MT

Il sistema di misura oggetto del presente studio [20] si basa sull'impiego di PQA installati sul lato BT di cabine di distribuzione e su un sistema di controllo centrale supportato da un'infrastruttura di comunicazione adeguata. Esso consente di evitare ai gestori della rete elettrica di dover utilizzare delle pseudomisure, dedotte da dati di misura storici opportunamente elaborati con metodi statistici ma poco precisi, per il monitoraggio della rete. Infatti, in questo modo, sono disponibili le misure dei più importanti parametri elettrici in ogni cabina secondaria.

Grazie a queste caratteristiche, il sistema in esame offre i seguenti vantaggi rispetto ai metodi tradizionali di SE presenti in letteratura scientifica :

- maggiore accuratezza e precisione nella determinazione dei risultati dell'algoritmo di load flow (a causa dell'incertezza inferiore delle misurazioni rispetto alle pseudomisure);
- maggiore efficienza computazionale.

Per quanto riguarda il sistema di comunicazione , possono essere usate diverse tecnologie: cavi in fibra ottica , sistemi senza fili (CDMA , GSM , GPRS , UMTS , WiMAX , Hiperlan , ecc) , reti locali wireless (WLAN , WiFi , ZigBee , ecc) e sistemi di comunicazione power line (PLC) [21] . La scelta tra le diverse tecnologie di comunicazione dipende da esigenze di velocità di scambio dati e dai costi d' installazione .

Quindi , il metodo di misura proposto consiste nell'installazione di:

- un PQA trifase sul lato BT di ciascuna cabina secondaria mediante tre TA ;
- un PQA trifase per misurare le tensioni al secondario della cabina primaria connesso alla rete mediante tre TV ;
- un sistema di comunicazione che colleghi ogni PQA al sistema di controllo centrale ;
- un sistema di monitoraggio centrale che raccolga i dati di misura ed esegua l'algoritmo di SE per calcolare tutti i parametri di rete e i flussi di potenza sulle linee del sistema MT .

La figura seguente mostra uno schema circuitale monofase del sistema di misura proposto per la rete MT.

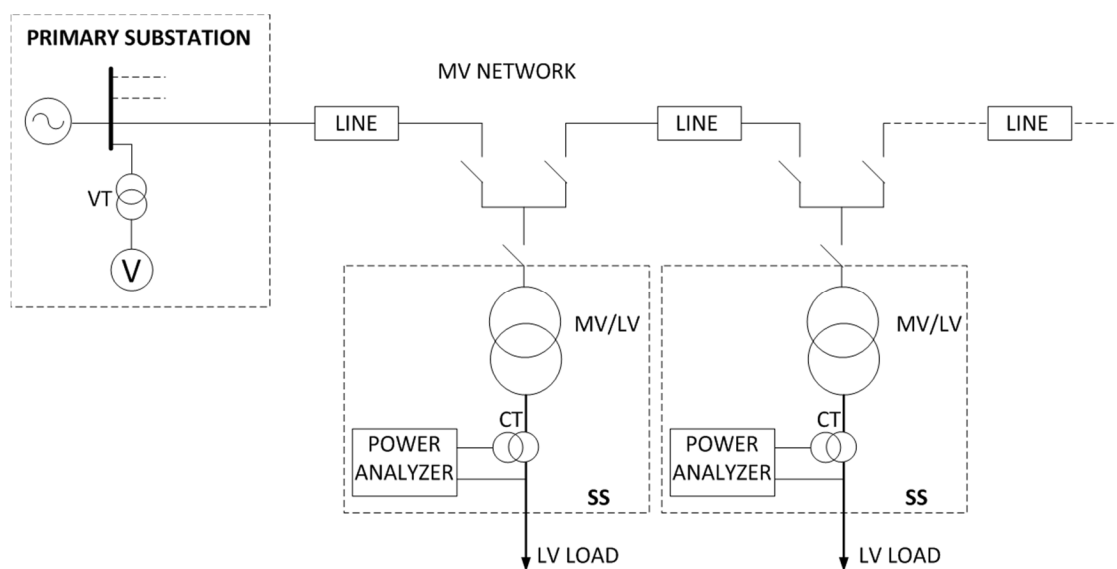


Figura 20

L'algoritmo in questione è basato sulla *Ladder Iterative Technique* [22] e rappresenta un approccio semplificato all'analisi di load flow nelle reti radiali.

I dati di ingresso sono:

- le potenze attive e reattive alla frequenza fondamentale dei carichi BT;

- i parametri caratteristici di ogni linea MT;
- il valore di tensione alle sbarre di cabina primaria.

Le linee sono modellate utilizzando il modello a pigreco quindi considerando le impedenze longitudinali e trasversali. La presenza dei trasformatori MT/BT viene tenuta in considerazione con le loro perdite a vuoto e in corto circuito. Ogni iterazione è di tipo backward - forward ovvero con una prima valutazione dei parametri da valle verso monte e successivamente vengono rivalutati andando da monte verso valle della linea radiale. Quindi l'algoritmo, partendo da condizioni iniziali prefissate, corregge i parametri iterazione dopo iterazione fino ad arrivare ai risultati finali. All'inizio, la tensione di ciascun nodo è impostata ad un valore pari a quella alle sbarre MT della cabina primaria.

Il backward inizia calcolando la corrente iniettata nell'ultimo nodo della rete radiale (n=1) con la seguente formula:

$$\bar{I}_{r,1} = \left(\frac{\bar{S}_1}{\sqrt{3}\bar{V}_1} \right)^* + \frac{\dot{Y}_1}{2} \cdot \frac{\bar{V}_1}{\sqrt{3}} \quad (26)$$

dove:

- \bar{V}_1 è la tensione concatenata al nodo 1;
- \bar{S}_1 è la potenza complessa assorbita al nodo 1.

Quindi la tensione per ogni nodo è valutata con la formula seguente:

$$\bar{V}_i = \bar{V}_{i-1} + \sqrt{3} \cdot \bar{I}_{r,i} \cdot \dot{Z}_{r,i} \quad (27)$$

i=1..N

dove:

- $\dot{Z}_{n,n-1}$ è l'impedenza longitudinale del ramo i;
- \bar{V}_i è il fasore della tensione al nodo i;
- N è il numero totale dei nodi della rete radiale;
- $\bar{I}_{b,n,n-1}$ è la corrente sul ramo i. Questa corrente è valutata come la somma di tutte le correnti spillate dai carichi e dalle capacità trasversali dei cavi alimentati dal tratto di linea considerato:

$$\bar{I}_{r,i} = \bar{I}_{r,i-1} + \left(\frac{\bar{S}_i}{\sqrt{3}\bar{V}_i} \right)^* + \left(\frac{\dot{Y}_i + Y_{i-1}}{2} \right) \cdot \frac{\bar{V}_i}{\sqrt{3}} \quad (28)$$

i=1..N

dove \bar{S}_i è la potenza complessa assorbita dal nodo i, \bar{V}_i è il fasore di tensione del nodo i e \dot{Y}_i l'ammittenza trasversale del ramo i.

La potenza complessa assorbita dal nodo i è valutata come segue:

$$\bar{S}_i = P_i + jQ_i \quad (29)$$

$$P_i = P_{load\ i} + P_o + P_{cc} \left(\frac{|\bar{S}_{load,i}|}{S_{r,i}} \right)^2 \quad (30)$$

$$Q_i = Q_{load\ i} + Q_o + Q_{cc} \left(\frac{|\bar{S}_{load,i}|}{S_{r,i}} \right)^2 \quad (31)$$

Dove:

- P_o , Q_o , P_{cc} , Q_{cc} e $S_{r,i}$ sono, rispettivamente, le perdite di potenza attiva e reattiva a vuoto, le perdite di potenza attiva e reattiva in corto-circuito e la potenza apparente nominale del trasformatore MT/BT connesso al nodo i ;
- $\bar{S}_{load,i} = P_{load,i} + jQ_{load,i}$ è la potenza complessa assorbita dal carico al nodo i sul lato BT del trasformatore.

Le tensioni valutate nel backward vengono memorizzate in una matrice ($\bar{V}_{b,i}$) e inizia il forward con un'altra valutazione delle tensioni in ogni nodo secondo la seguente relazione:

$$\bar{V}_i = \bar{V}_{i+1} - \sqrt{3} \cdot \bar{I}_{r,i} \cdot \dot{Z}_{r,i} \quad (32)$$

$i=1 \dots N$

Il risultato del forward viene memorizzato in un'altra matrice $\bar{V}_{f,i}$ e l'algoritmo calcola l'errore tra i valori di tensione di questa matrice e quelli relativi al backward. L'algoritmo continua ad eseguire forward e backward fino a quando l'errore rientra in una tolleranza (Toll) specificata.

Di seguito è riportato un diagramma di flusso che riepiloga il funzionamento dell'algoritmo di cui sopra:

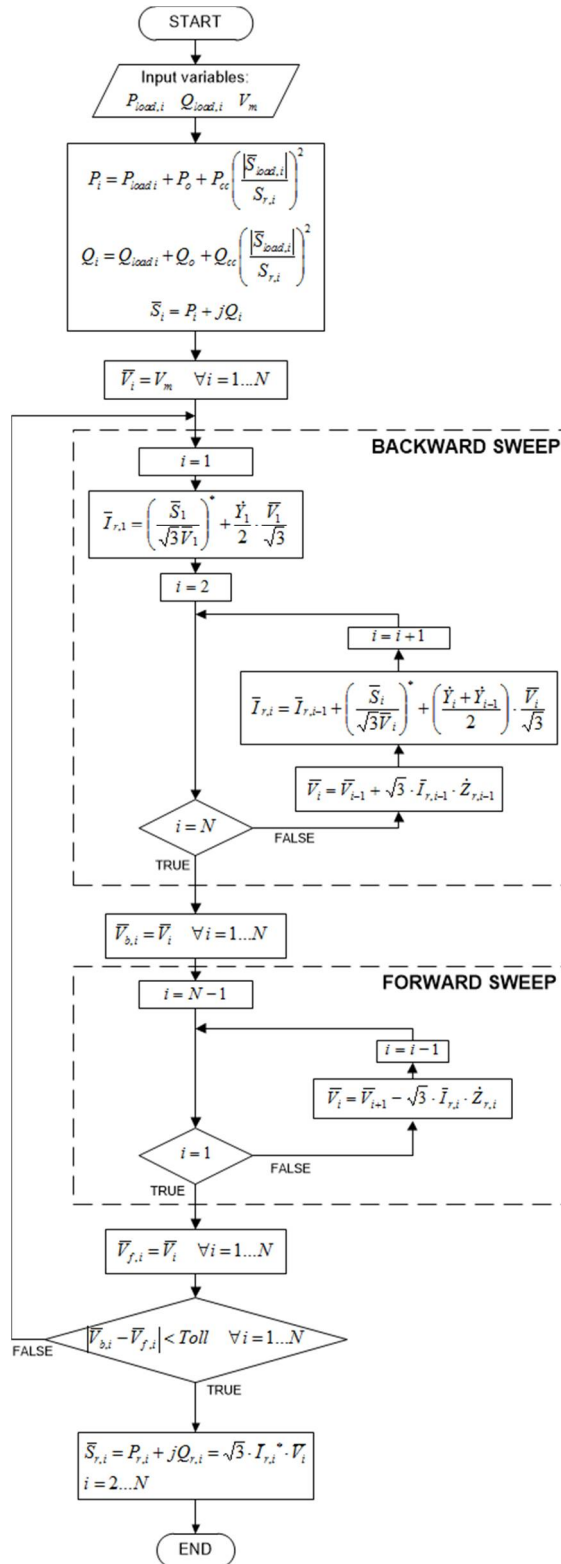


Figura 21 – Diagramma di flusso algoritmo

4.1 Simulazioni

Per verificare la validità dell'algoritmo sopra presentato, sono state effettuate simulazioni della rete elettrica dell'isola di Ustica.

Questa rete è costituita da due dorsali MT a 20 kV che si dipartono dalla centrale elettrica. Tali dorsali alimentano 24 cabine secondarie con trasformatori MT/BT di differenti taglie nominali. Ogni cabina secondaria è connessa alla rete MT in entra-esci. Ogni linea MT, che connette due cabine secondarie, è stata simulata usando i parametri reali riportati nella seguente tabella:

Tipo di linea	Sezione [mm²]	Resistenza [Ω/km]	Reattanza [Ω/km]
Cavo unipolare	50	0.495	0.13
Cavo unipolare	25	0.929	0.15
Cavo tripolare	16	1.48	0.14
Linea aerea	16	1.11	0.37

Tabella 6

L'algoritmo è stato implementato in Matlab® ed è stato testato sulle due linee radiali MT della rete di Ustica. Al fine di verificarne il corretto funzionamento, sono stati effettuati dei confronti con i risultati derivanti dall'implementazione della rete elettrica in esame su *Simulink*® (

Figura 22), che permette di effettuare calcoli di load flow utilizzando il consolidato metodo di *Newton Raphson*.

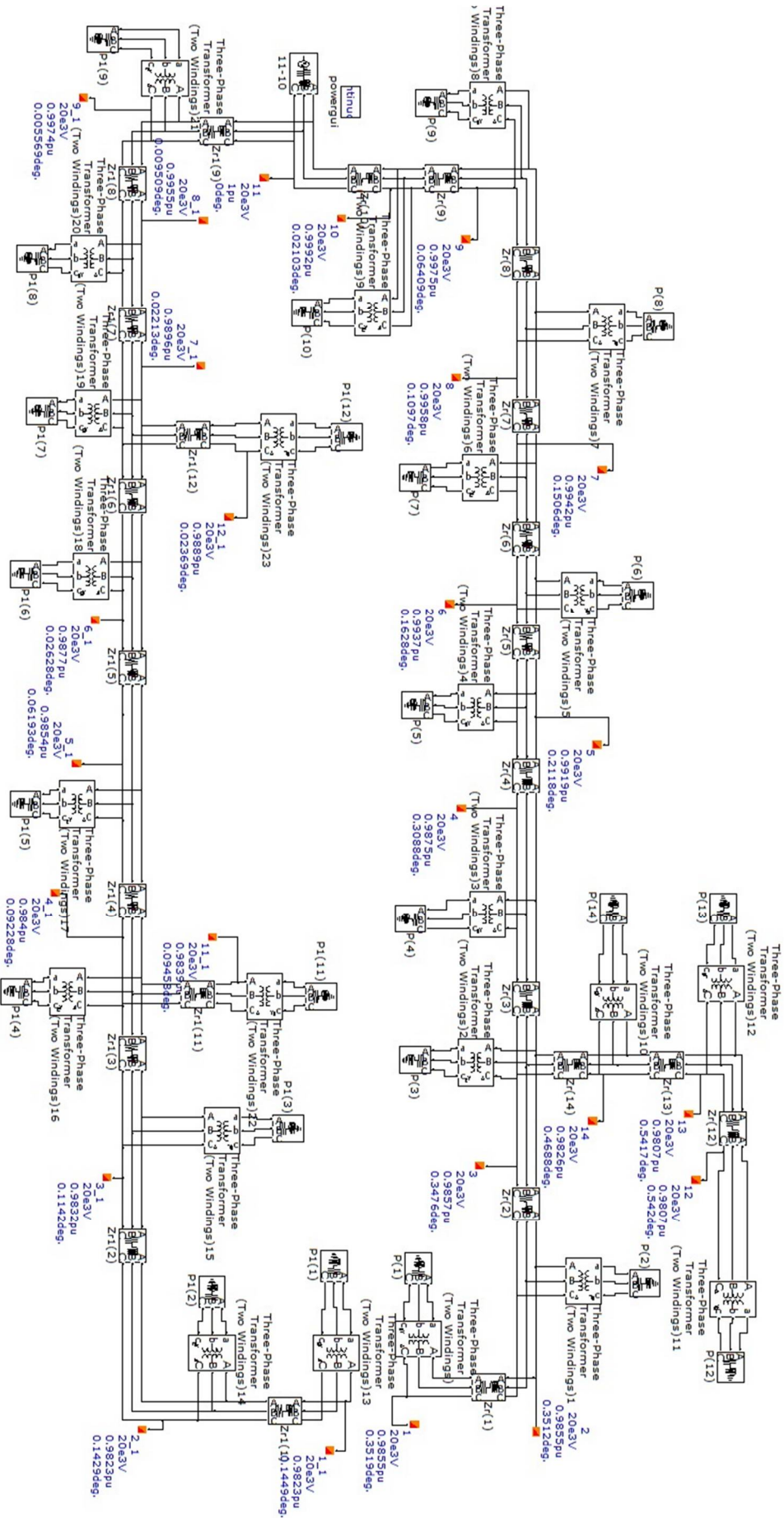


Figura 22 – implementazione simulink della rete di Ustica

In particolare sono stati considerati 2 giorni per i quali sono stati reperiti i valori delle potenze assorbite dai carichi e misurate lato BT di ciascuna cabina di distribuzione: il 18/08/2012 e il 01/11/2013.

4.1.1 Simulazioni relative al 18/08/2012

Di seguito sono riportati i dati utilizzati nelle simulazioni e derivanti dalle misure dei valori delle potenze attive e reattive alle ore 12.30 del 18/08/2012 che rappresentano una condizione di massimo carico per la rete in esame:

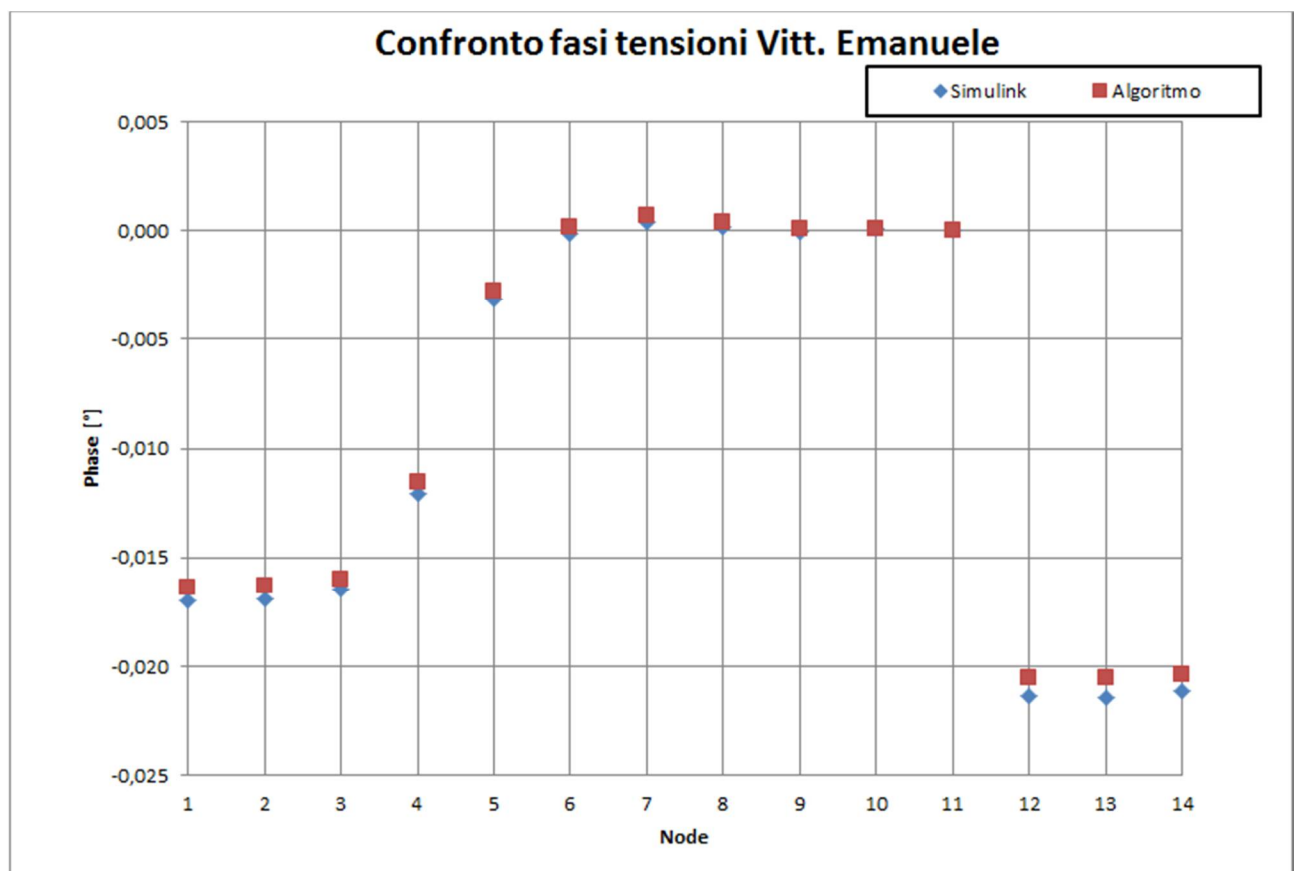
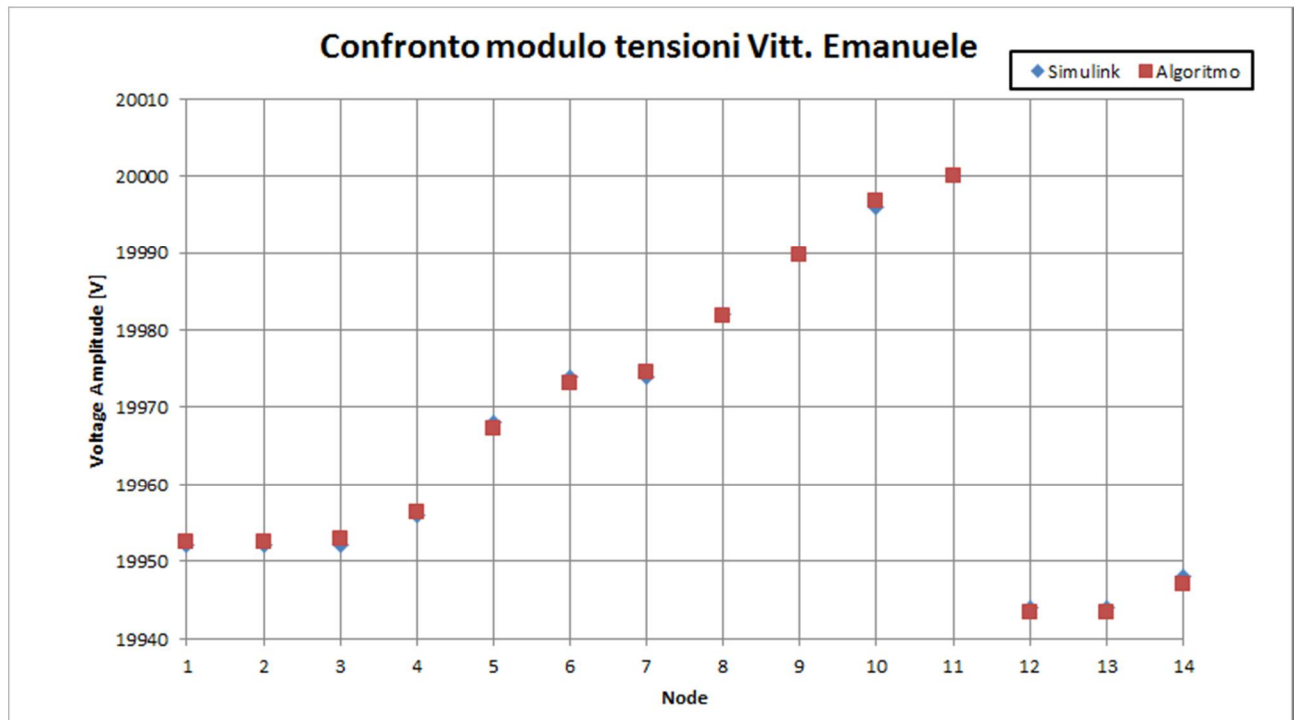
Ramo Vittorio Emanuele

Cabina	P 12:30 [W]	Q 12:30 [VAR]
Vittorio Emanuele	81600,00	32800,00
Grotta Azzurra	0,00	0,00
Torre S. Maria	39040,00	16640,00
Pennina	249600,00	110400,00
Case Vecchie	45440,00	21120,00
San Paolo	56000,00	21760,00
San Bartolicchio	43080,00	18240,00
Crocevia	38520,00	14560,00
Grotta Lapillo	5788,00	1620,00
RADAR	51000,00	0,00
Aeronautica	8328,00	4048,00
Dissalatore	10040,00	3840,00
Punta Gavazzi	8964,00	4180,00

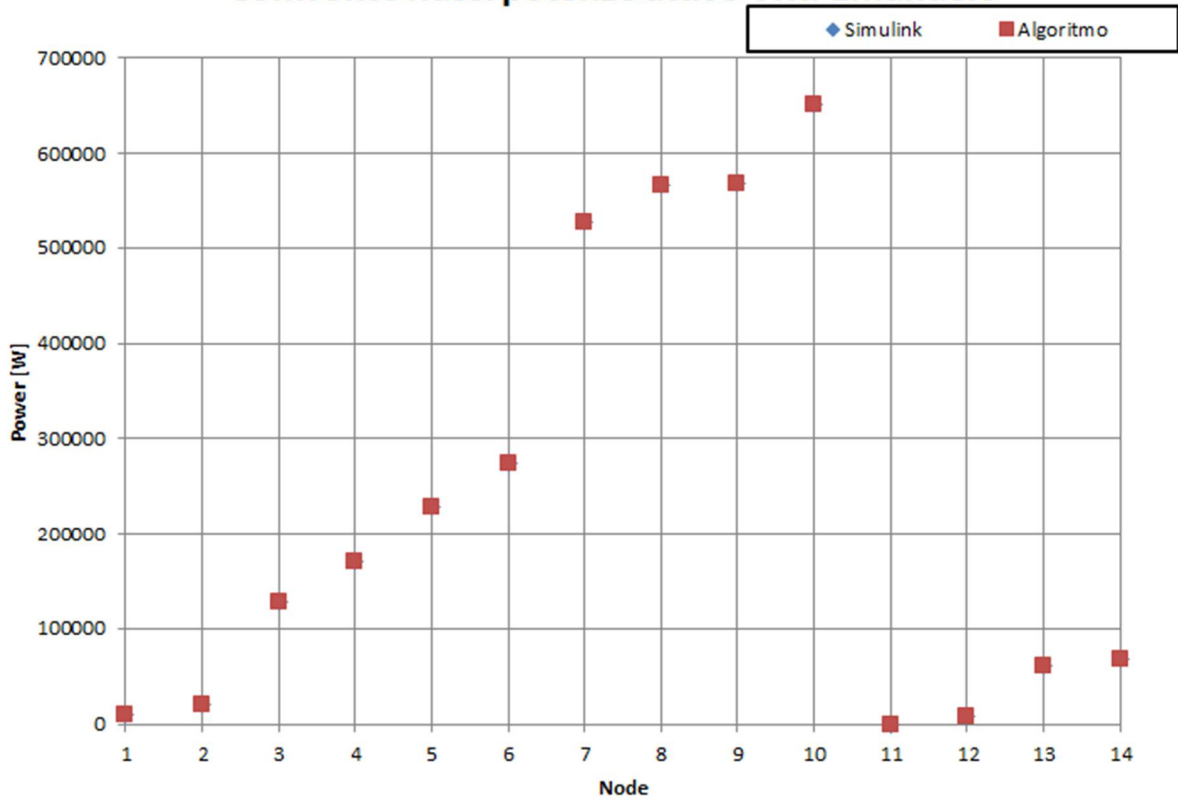
Ramo Ausl

Cabina	P 12:30 [W]	Q 12:30 [VAR]
Spalmatore	16000,00	5800,00
Villaggio	116000,00	40000,00
Cala Sidoti	10600,00	3847,29
Passo Madonna	29280,00	10627,22
Pozzo Lapillo	1888,00	424,00
Tramontana	11520,00	5280,00
Parcheggio	21760,00	12480,00
Cimitero	44480,00	19200,00
Case Popolari	55680,00	16320,00
Calvario	124480,00	54400,00
AUSL	17000,00	20000,00

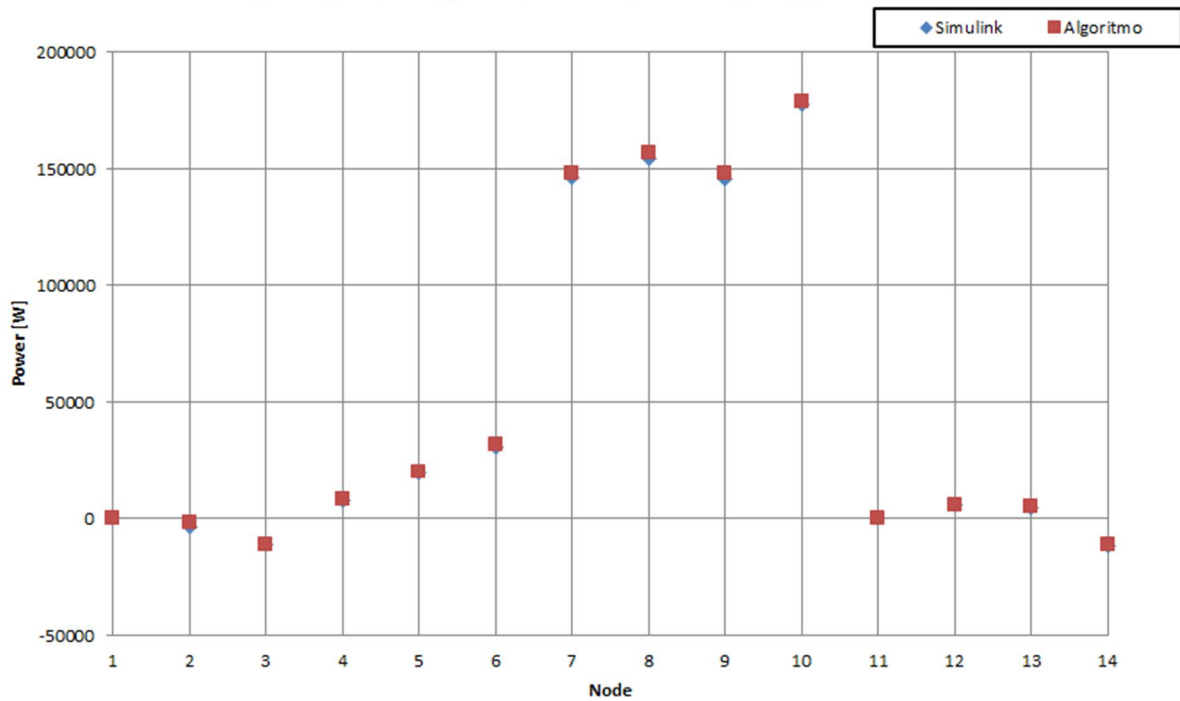
Nei seguenti grafici sono riportati i confronti tra le simulazioni effettuate mediante l'algoritmo sviluppato e il *Simulink® load flow tool*:

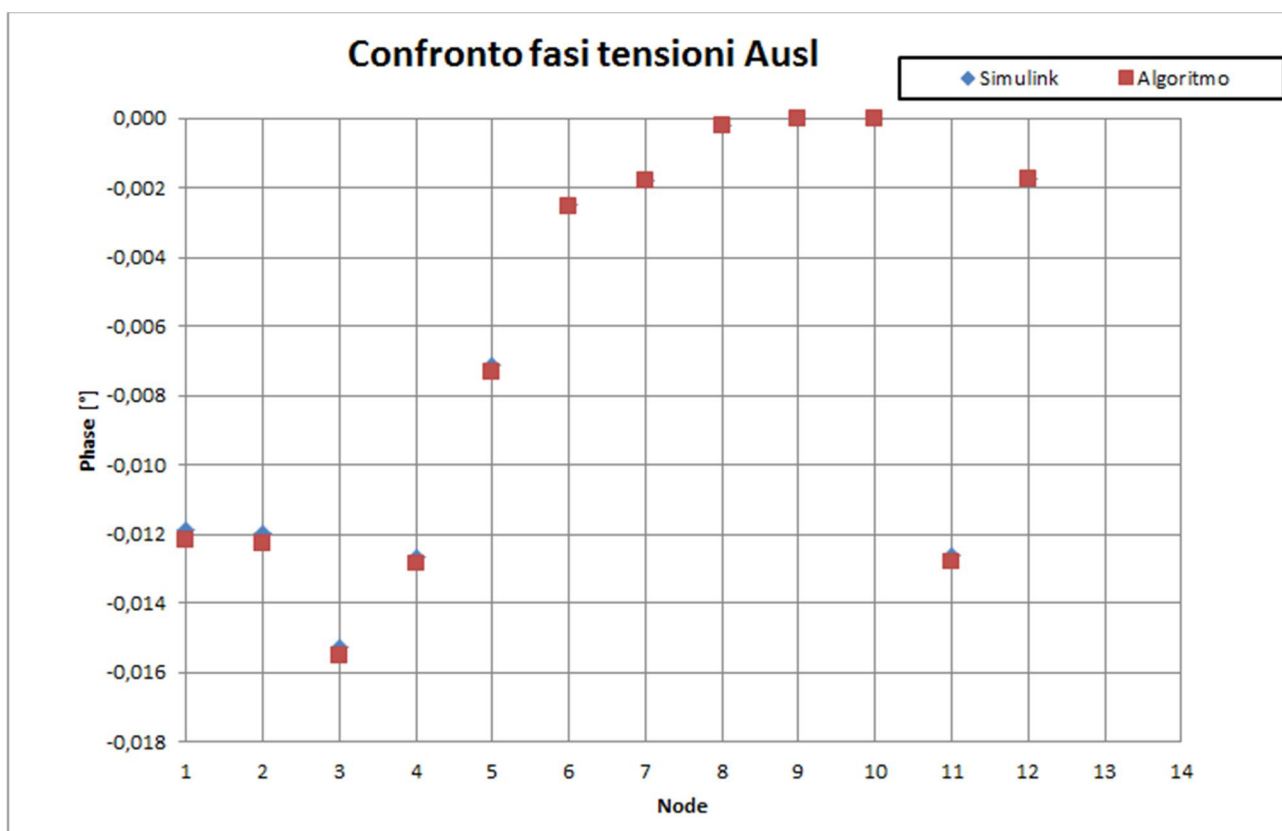
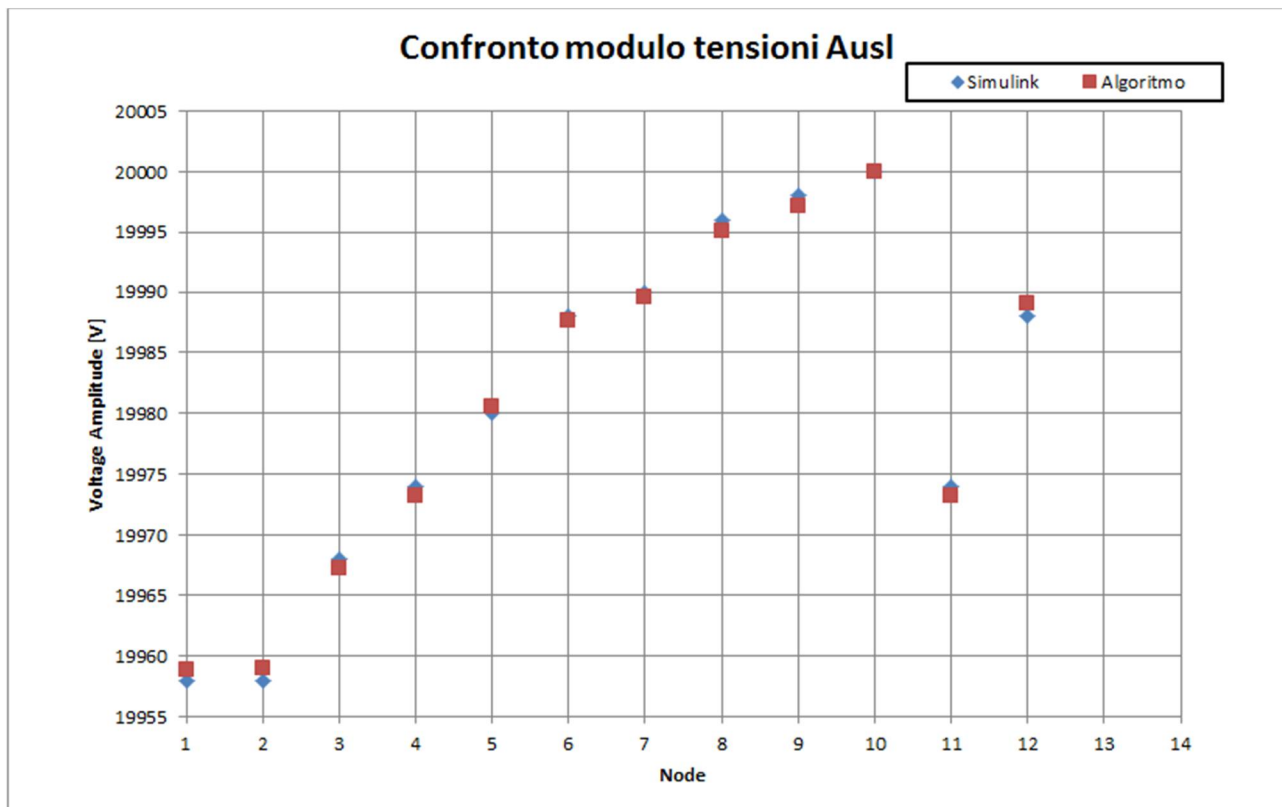


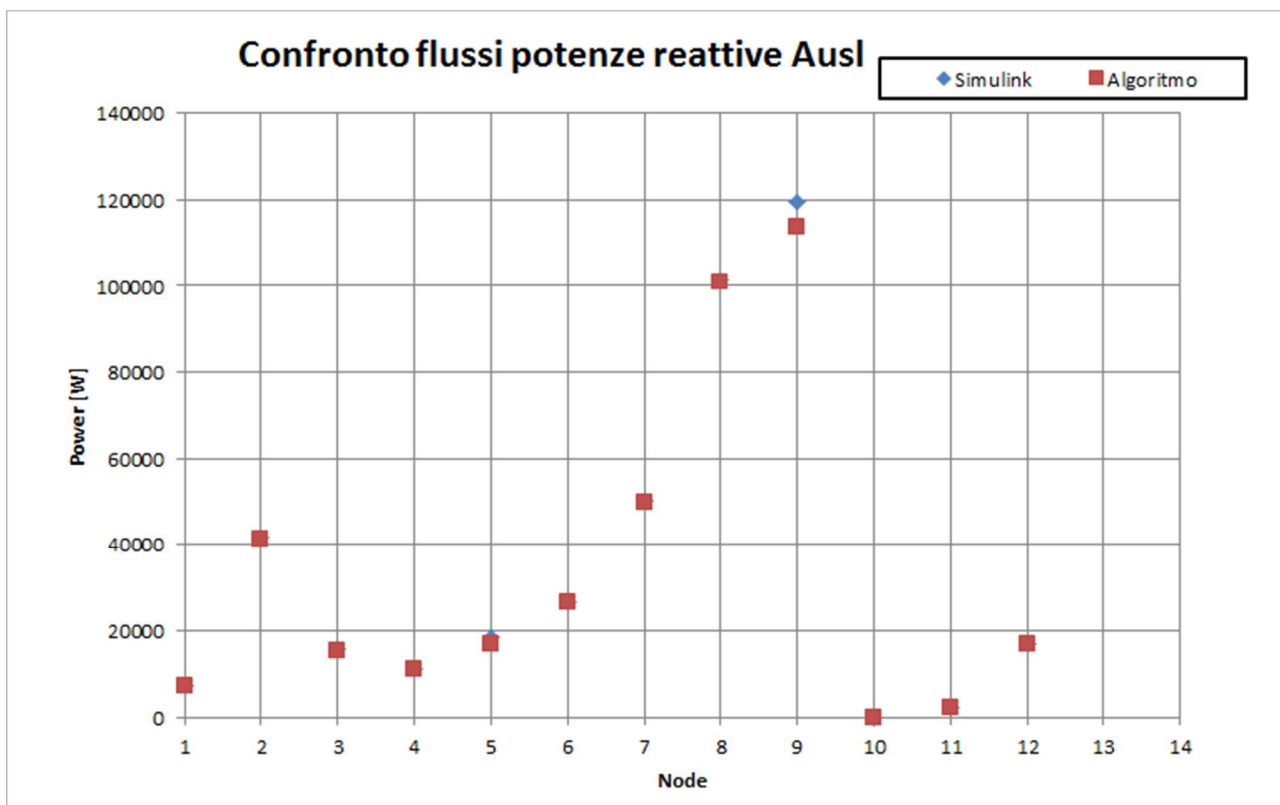
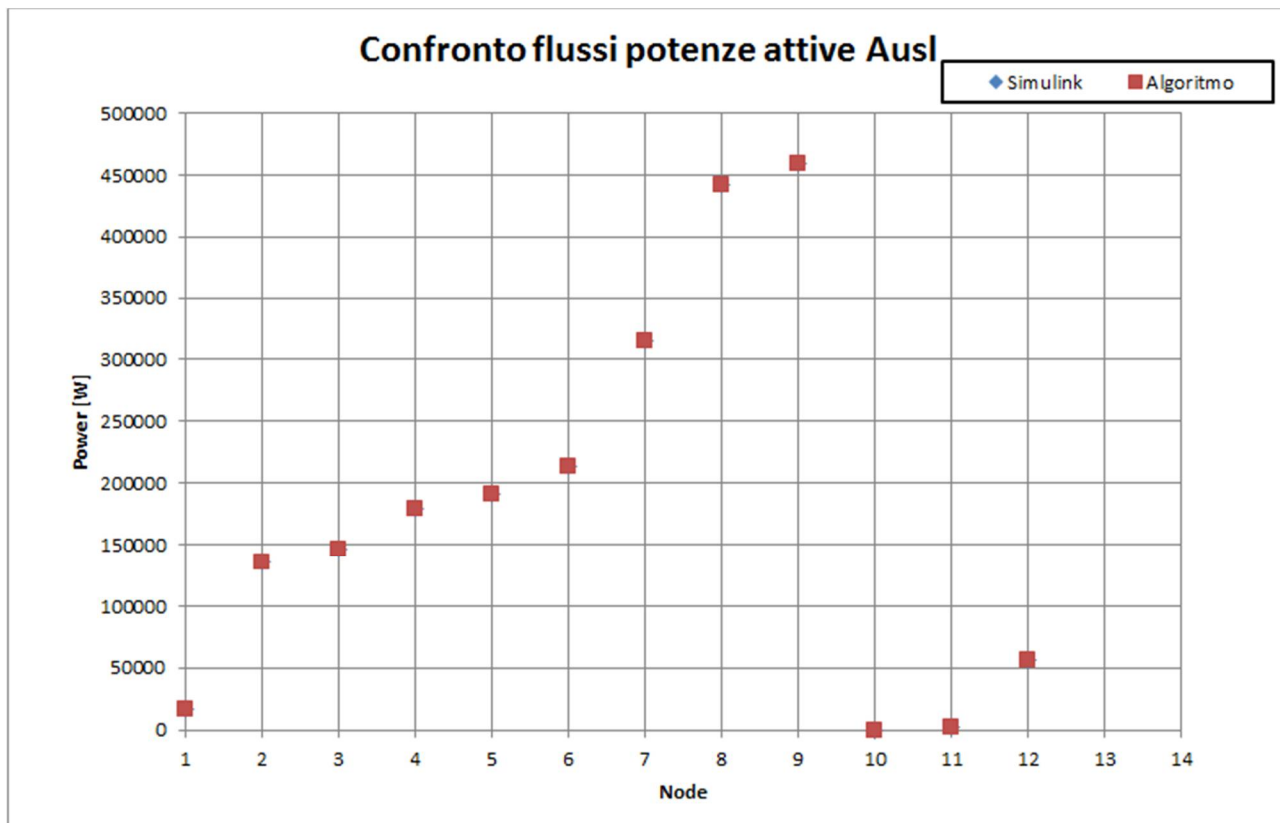
Confronto flussi potenze attive Vitt. Emanuele



Confronto flussi potenze reattive Vitt. Emanuele







A seguito di questi primi risultati si nota che gli scarti tra i risultati delle simulazioni con i due diversi algoritmi sono minimi o nulli.

4.1.2 Simulazioni relative al 01/11/2013

Di seguito sono riportati i dati utilizzati nelle simulazioni e derivanti dalle misure dei valori delle potenze attive e reattive alle ore 12.30 del 01/11/2013 che rappresentano una condizione di minimo carico per la rete in esame:

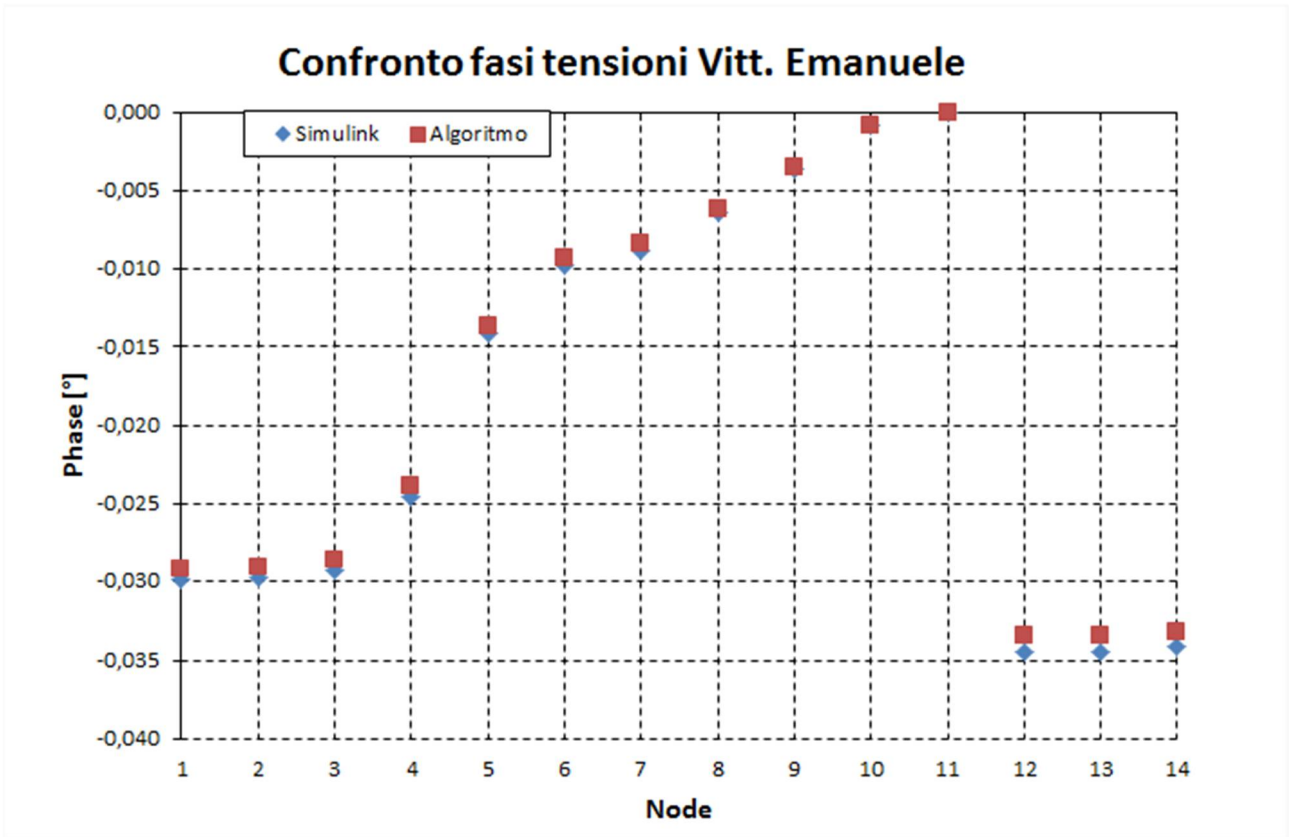
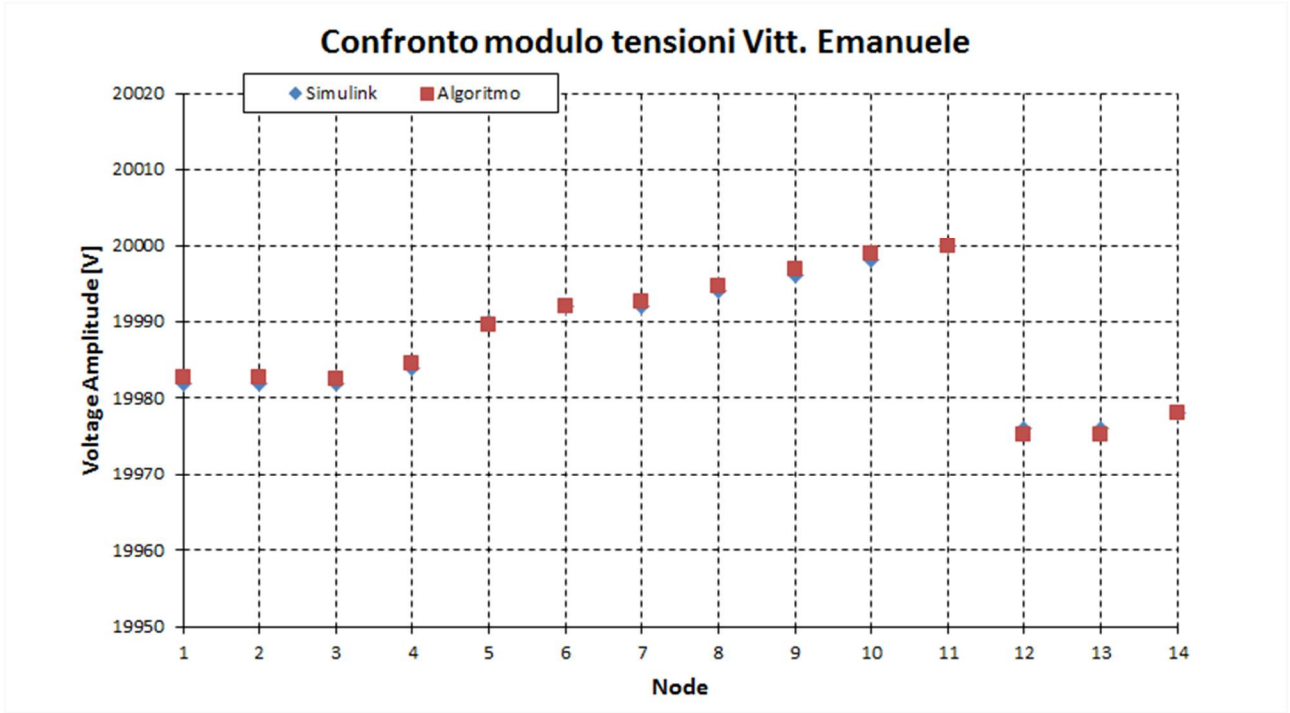
Ramo Vittorio Emanuele

Cabina	P 12:30 [W]	Q 12:30 [VAR]
Vittorio Emanuele	56800,00	32100,00
Grotta Azzurra	0,00	0,00
Torre S. Maria	5600,00	2100,00
Pennina	52100,00	18400,00
Case Vecchie	16200,00	7900,00
San Paolo	8400,00	3500,00
San Bartolicchio	17300,00	6100,00
Crocevia	17800,00	4600,00
Grotta Lapillo	3100,00	400,00
RADAR	42000,00	0,00
Aeronautica	5200,00	2800,00
Dissalatore	1100,00	-100,00
Punta Gavazzi	800,00	200,00

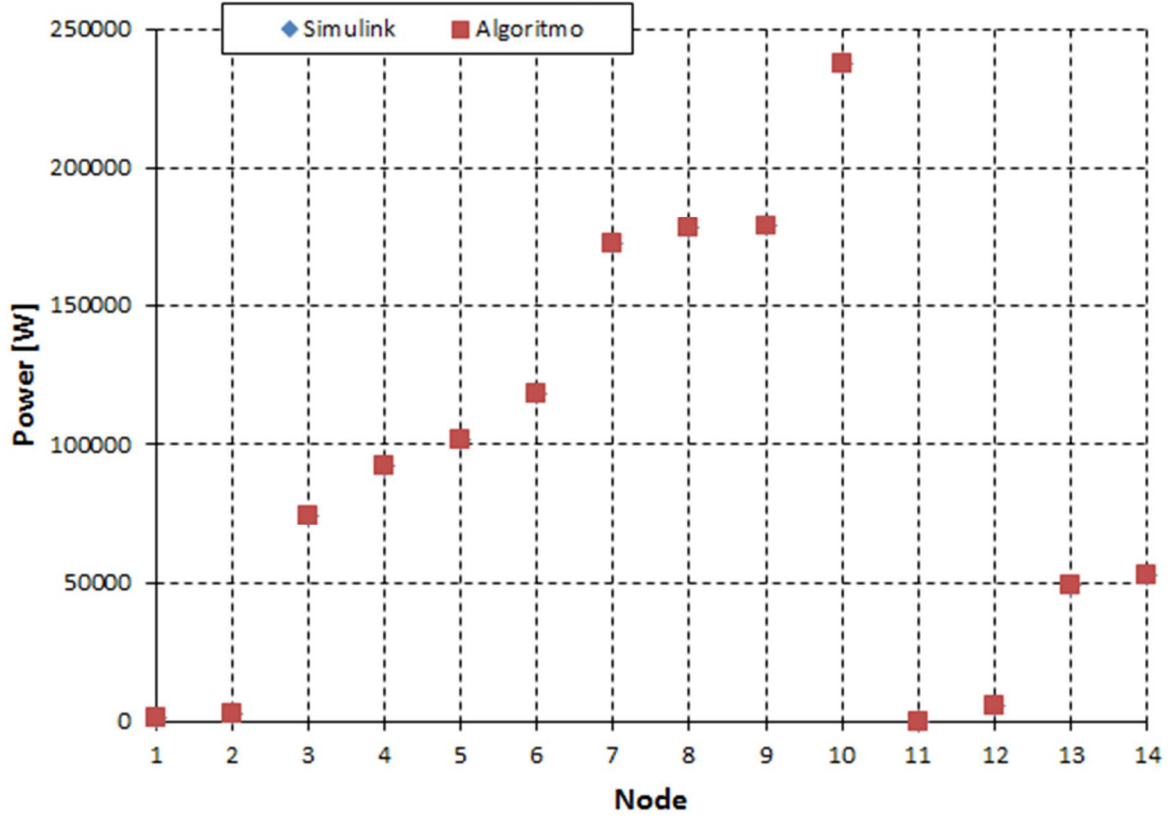
Ramo Ausl

Cabina	P 12:30 [W]	Q 12:30 [VAR]
Spalmatore	5000,00	2300,00
Villaggio	0,00	0,00
Cala Sidoti	2900,00	900,00
Passo Madonna	7600,00	2000,00
Pozzo Lapillo	0,00	0,00
Tramontana	3900,00	1200,00
Parcheggio	5200,00	4200,00
Cimitero	7100,00	3900,00
Case Popolari	45500,00	8300,00
Calvario	48500,00	25200,00
AUSL	10500,00	12000,00

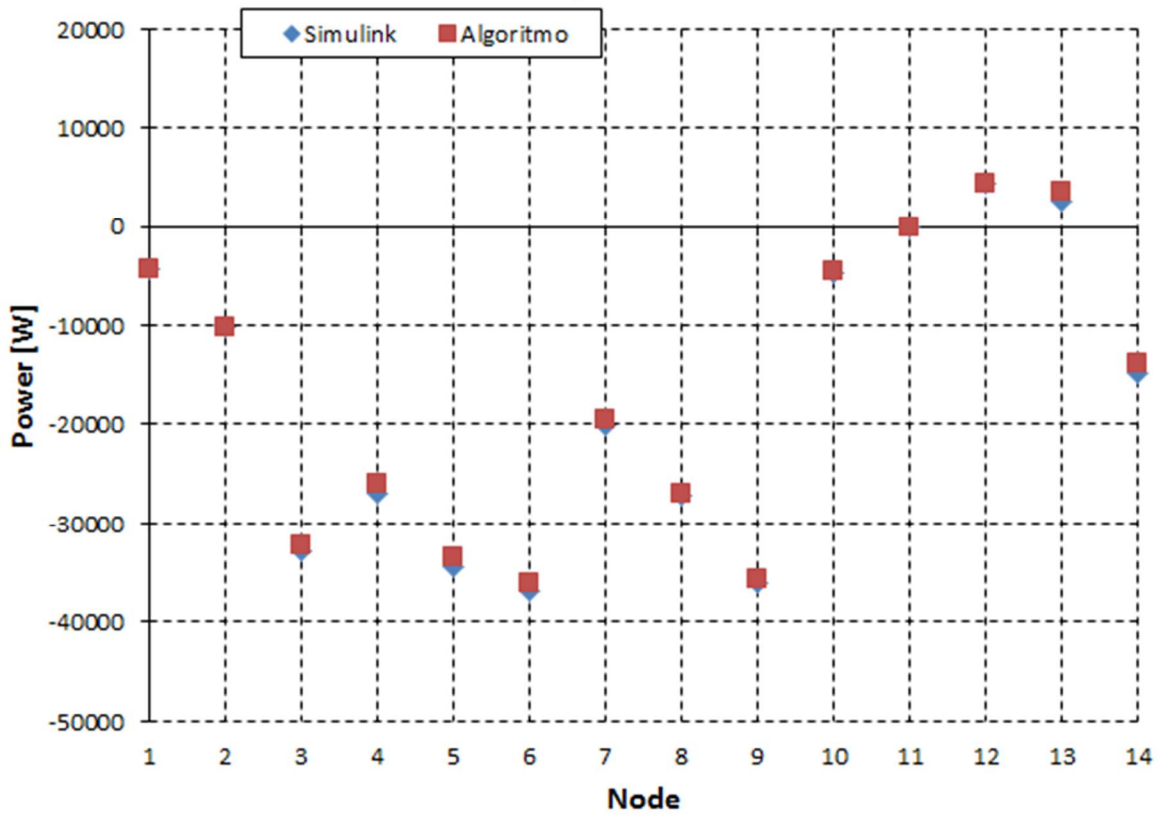
Nei seguenti grafici sono riportati i confronti tra le simulazioni effettuate mediante l'algoritmo sviluppato e il *Simulink® load flow tool*:

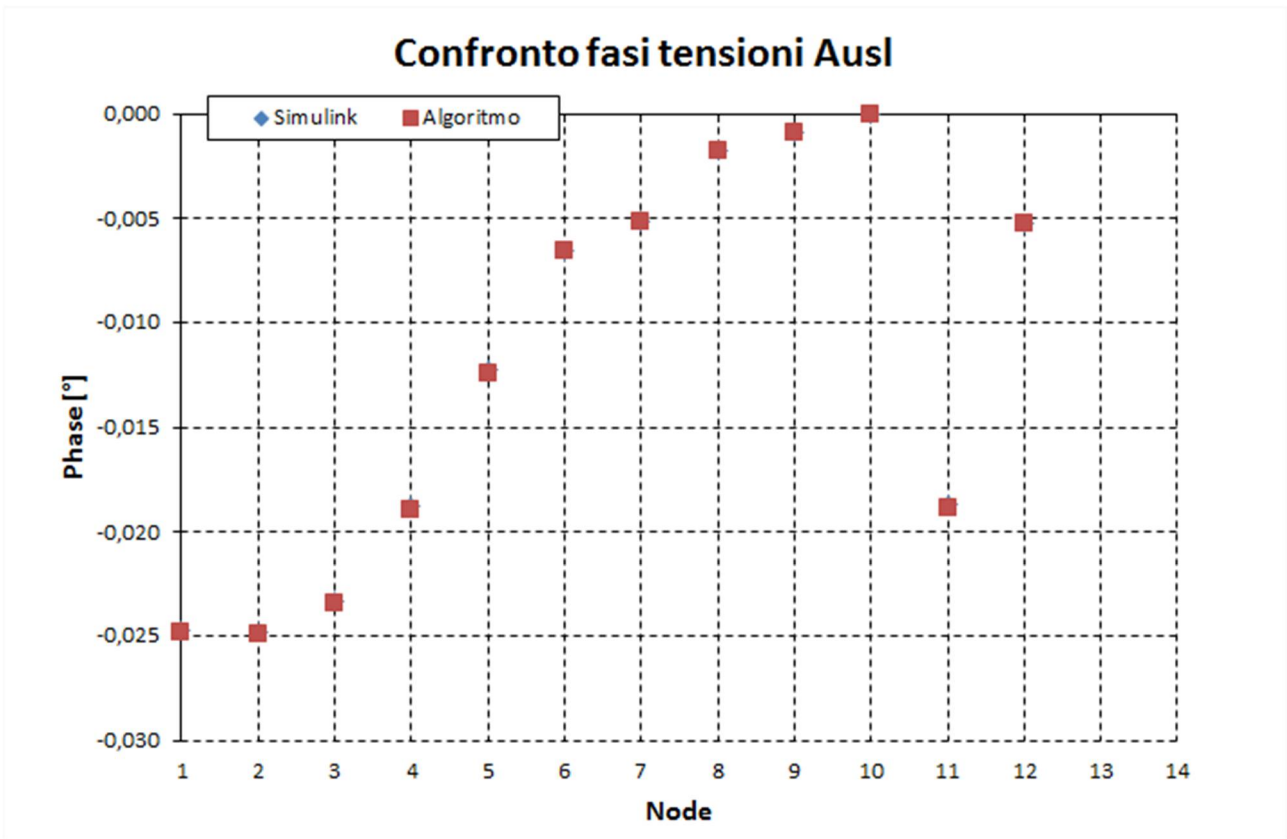
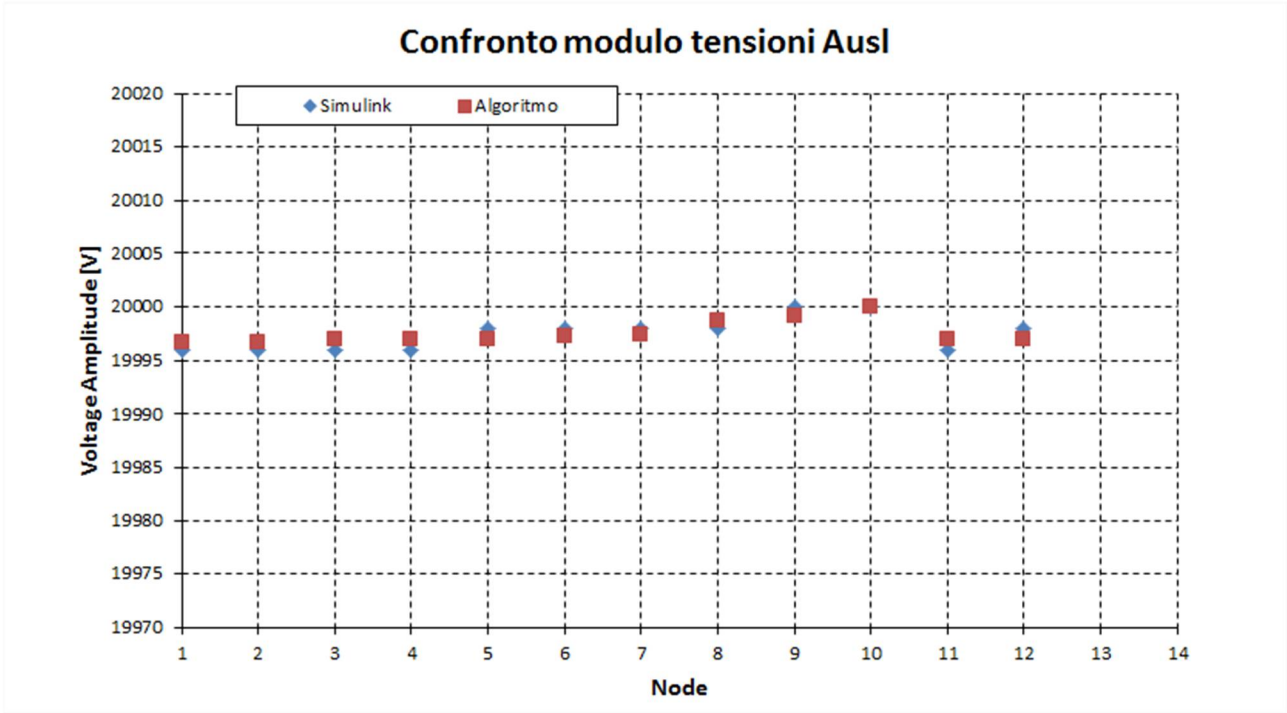


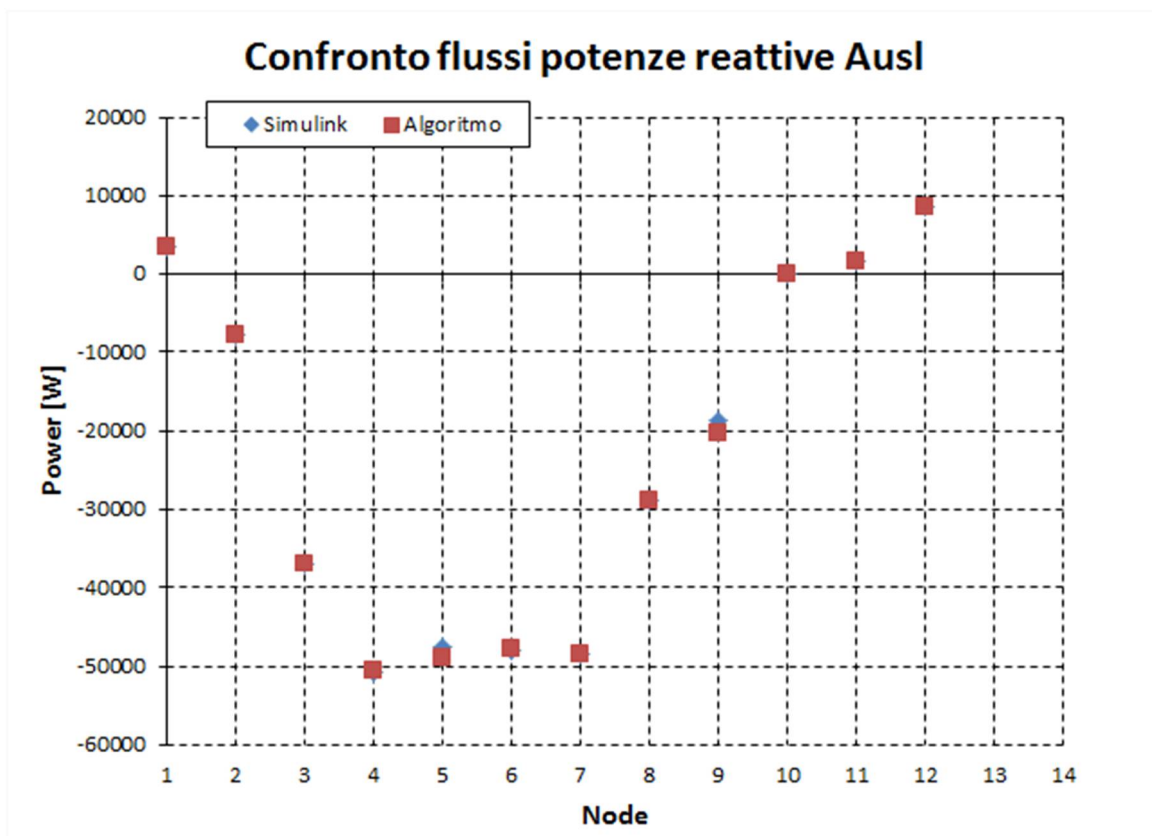
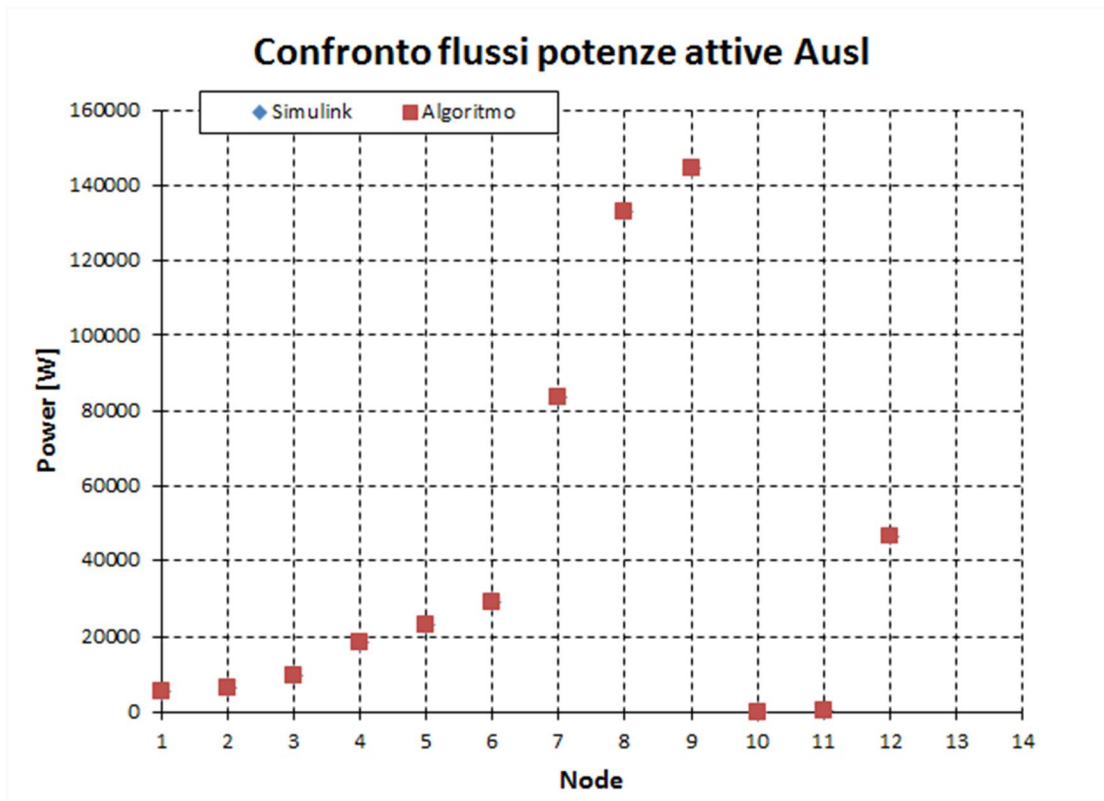
Confronto flussi potenze attive Vitt. Emanuele



Confronto flussi potenze reattive Vitt. Emanuele







Anche in questo caso si nota come gli scostamenti tra i risultati delle simulazioni siano minimi o addirittura nulli, a ulteriore conferma del buon funzionamento dell'algorithmo sviluppato rispetto ad un algoritmo ben noto e di validità consolidata ma con un costo computazionale decisamente superiore come quello di Newton-Raphson.

5 Il sistema di misura installato sull'isola di Ustica

Sulla base di quanto descritto nel precedente capitolo, è stato sviluppato e messo a punto un sistema di monitoraggio e telegestione delle cabine elettriche composto da un sistema centrale in grado di acquisire lo stato delle diverse cabine e inviare opportuni comandi ai dispositivi di interfaccia dei generatori distribuiti. Il sistema SCADA sviluppato presenta le seguenti principali caratteristiche:

- Capacità di comunicare mediante rete Wifi;
- Implementazione di un algoritmo innovativo di calcolo di load flow utilizzando le misure dei power quality analyzer installati nelle cabine MT/bt sul lato bassa tensione;
- Acquisire i dati dalle cabine con tempi di latenza ridotti per consentire l'elaborazione dell'algoritmo di load flow in tempi compatibili;
- Capacità di rappresentazione grafica dei valori campionati e visualizzazione dei valori letti e dei valori di calcolo con interfaccia grafica semplice ed intuitiva;
- Capacità di funzionamento da datalogger con la possibilità di richiamare i dati campionati in qualsiasi momento;
- Capacità di gestire e azionare dispositivi elettrici ed elettronici come ad esempio teleruttori ed unità di riarmo motorizzate.

Lo SCADA implementato si occupa di offrire al supervisore una visione completa e intuitiva della situazione corrente della rete, di comunicare con i concentratori in cabina su protocollo Ethernet, di reperire o variare le informazioni di funzionamento dei dispositivi di interfaccia della GD e di calcolare i flussi di potenza tra le cabine, al fine di rilevare le eventuali inversioni di potenza e notificare al supervisore l'accaduto.

I dispositivi di misura installati sono power quality analyzer del tipo Janitza modello UMG 604, installati in corrispondenza a tutte sbarre BT dei trasformatori in cabina secondaria in inserzione semidiretta, utilizzando dei TA per gli ingressi amperometrici. Per quanto riguarda i clienti MT e le sbarre MT in uscita dalla centrale, sono state installate delle apposite celle di misura corredate di TA e TV per connettere i power analyzer in inserzione indiretta. Tutti i dispositivi sono interconnessi tra loro mediante rete WiFi che convoglia i dati raccolti ad un server centrale nel quale sono implementati due software per la gestione del sistema di misura: Grid Vis® e Data Recon®.

Di seguito verranno analizzate nel dettaglio le varie parti del sistema sopra descritto.

5.1 Gli strumenti di misura utilizzati

Come anticipato nel precedente paragrafo, gli strumenti di misura utilizzati sono degli Janitza modello UMG 604 (Figura 23).

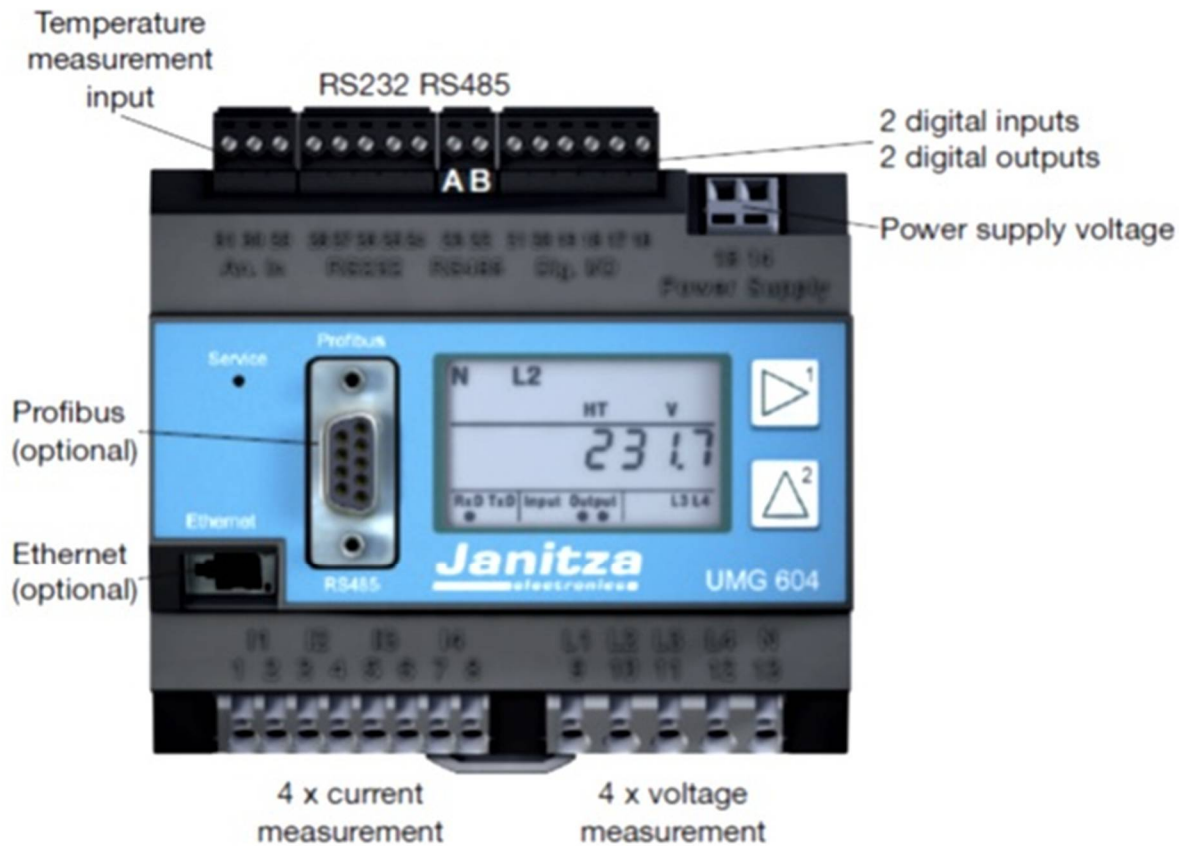


Figura 23

aventi le seguenti caratteristiche:

Range di Misura

<i>Measured value</i>	<i>Measuring ranges</i>	<i>Resolution</i>
Voltage L-N	0 ÷ 600 Vrms	0.01V
Voltage L-L	0 ÷ 1000 Vrms	0.01V
Current	0.001 ÷ 7.5 Arms	0.01A
Frequency of the fundamental component	45 Hz ÷ 65 Hz	0.01 Hz

Incertezza di misura

<i>Measured value</i>	<i>Measurement uncertainty</i>
Voltage	$\pm(0.2\% \text{ rdg} + 0.02\% \text{ rng})$
Current L	$\pm(0.2\% \text{ rdg} + 0.05\% \text{ rng})$
Current N	$\pm(0.6\% \text{ rdg} + 0.05\% \text{ rng})$
Power	$\pm(0.4\% \text{ rdg} + 0.10\% \text{ rng})$
Frequency	$\pm(0.1\% \text{ rdg})$
Harmonic Component U	$\pm(0.5\% \text{ rdg} + 0.05\% \text{ rng})$
Harmonic Component I	$\pm(0.5\% \text{ rdg} + 0.05\% \text{ rng})$

MISURE DI CORRENTE	MISURE DI TENSIONE
Power input : approx 0.2 VA (Ri=5 mΩ)	Overvoltage category : 300 V CAT III
Nominal current: 5A	Impedance: 4 MΩ
Rated current: 6A	Power input: approx 0.1 VA
scanning frequency: 20kHz	scanning frequency: 20kHz

Tale strumento permette la visualizzazione in loco delle misure sul display LCD navigando nel menu tramite i pulsanti appositi, presenta dei terminali di input analogici, 4 voltmetrici e 4 amperometrici ai quali vengono connessi i trasduttori mediante il tipo di inserzione più opportuno, dei terminali digitali 2 di input (per segnali di comando locali) e 2 di output (per azionare degli attuatori). È presente una porta Ethernet per la connessione alla rete Wlan ed è possibile l'alimentazione in AC con una tensione 95÷240 V o in DC con una tensione 135÷340V per connetterlo direttamente a delle batterie tampone.

Di seguito è riportato lo schema di connessione utilizzato in BT:

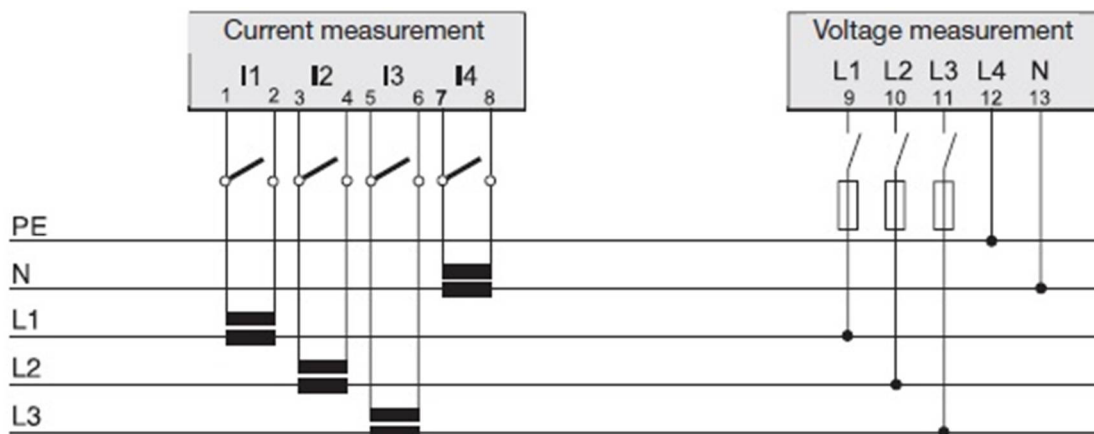


Figura 24

L'insieme degli strumenti, dei trasduttori e degli eventuali attuatori gestiti dagli output digitali costituiscono il Sistema di Regolazione e Controllo dello SCADA così come definito al par. 3.2.2.

5.2 Il sistema di comunicazione

Il sistema di comunicazione è del tipo Wifi con una frequenza di 5,2 GHz a servizio sia del sistema di misura in esame sia del sistema di concentratori a cui afferiscono i contatori elettronici degli utenti. Sono presenti 24 antenne ripetitrici installate presso le cabine MT/BT e ulteriori antenne di supporto posizionate in punti strategici dell'isola per garantire la copertura del segnale in tutto il territorio. Gli strumenti sono connessi alle antenne tramite appositi router e i dati da essi rilevati vengono convogliati verso un server centrale e resi disponibili ai software per la loro elaborazione.

5.3 La piattaforma software del sistema SCADA

I due software del sistema SCADA sopra citati svolgono compiti differenti:

- **Grid Vis®** : permette il settaggio e la visualizzazione dei dati di misura rilevati sui singoli strumenti;
- **Data Recon®** : permette di gestire i flussi di dati provenienti dall'intero sistema di misura.

Di seguito sono riportate le descrizioni dettagliate dei due software e del loro funzionamento nel sistema di misura della rete di Ustica.

5.3.1 La gestione degli strumenti di misura mediante Grid Vis®

Una volta installati e connessi in rete, i singoli strumenti devono essere rilevati da Grid Vis® mediante il loro indirizzo IP. Fatto ciò può avvenire il settaggio impostando gli ingressi e le uscite

in base ai trasduttori e agli attuatori utilizzati. L'interfaccia utente del software permette di selezionare il singolo strumento da interrogare (Figura 25).

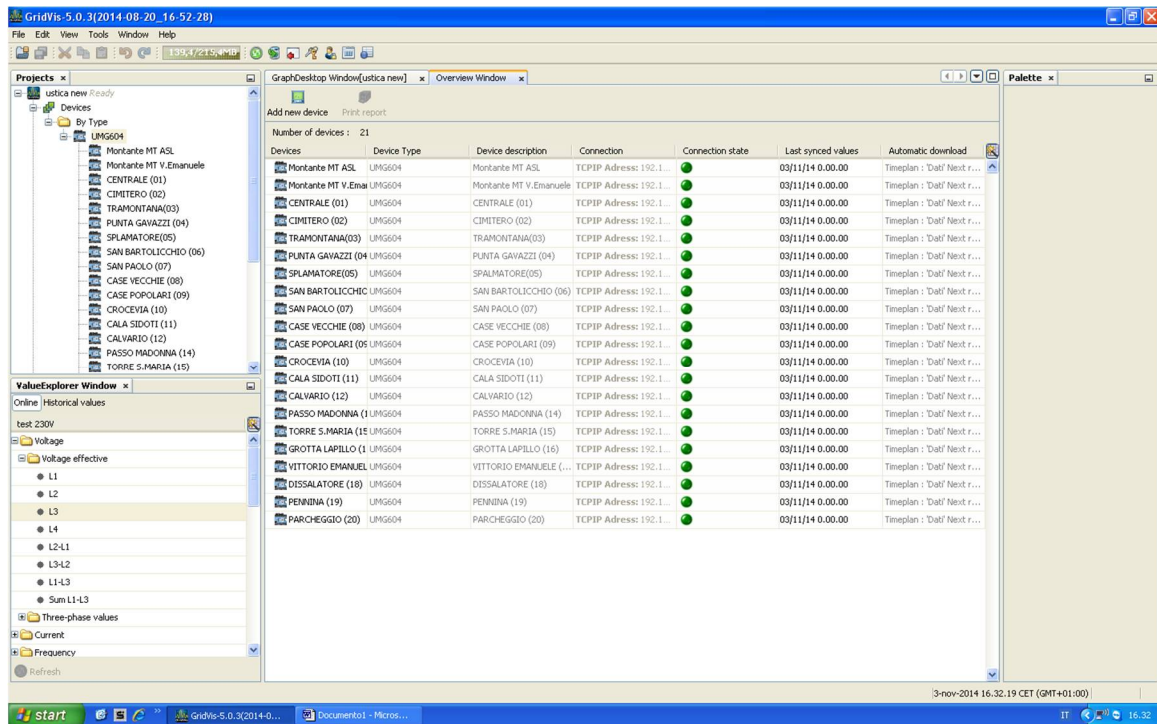


Figura 25

Una volta selezionato lo strumento, la visualizzazione dei dati di misura di frequenza, tensioni, correnti, potenze e fattori di potenza sotto forma di valori istantanei, massimi, medi o efficaci avviene come in Figura 26.

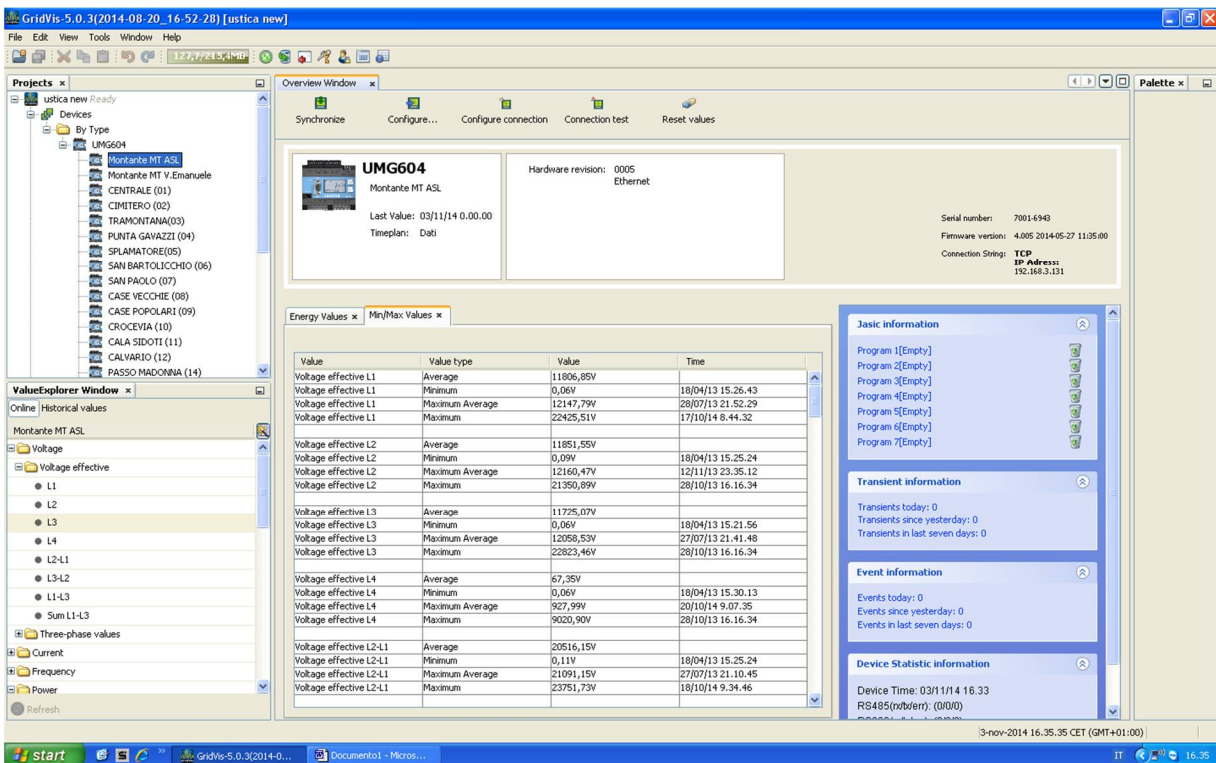


Figura 26

Mediante il linguaggio di programmazione proprietario *Jasic*® possono essere programmati i singoli strumenti, inserendo in essi delle logiche di gestione degli ingressi analogici e digitali nonché degli output digitali, realizzando dei sistemi automatici indipendenti tra loro e gestiti da un unico software. Infine, per rendere più intuitiva la gestione, possono essere creati dei layout di sfondo, come degli schemi unifilari, che permettano di localizzare lo strumento nella rete.

Quanto sopra descritto, quindi, gestisce in maniera mirata il Sistema di regolazione e Controllo.

Il limite di questo software è l'impossibilità di gestire contemporaneamente tutti i dati di misura provenienti dagli strumenti. Per fare ciò è necessario il *Data Recon*®.

5.3.2 Il sistema di supervisione su *Data Recon*®

Per gestire l'enorme mole di dati proveniente dal sistema di misura deve essere utilizzato il software *Data Recon*®. Esso è parte integrante del Sistema di Supervisione dello SCADA ed è installato presso il server principale. L'implementazione di algoritmi per la gestione dei dati può essere effettuata utilizzando un linguaggio di programmazione proprietario che permette anche la realizzazione di layout grafici. In esso possono essere implementate logiche di controllo che, integrate con il layout grafico, consentano di monitorare tutto il sistema elettrico creando degli avvisi al verificarsi di particolari condizioni quali, ad esempio, l'inversione di flusso in una cabina secondaria o un innalzamento eccessivo della tensione alle sbarre BT. Di seguito verrà descritto quanto realizzato per la gestione dello SCADA sulla rete di Ustica.

6 Analisi del funzionamento e delle prestazioni del sistema realizzato

Il sistema SCADA realizzato per la rete elettrica di Ustica presenta una struttura ulteriormente implementabile al fine di controllare dispositivi d'interfaccia ed inverter della GD che siano in grado di inviare e ricevere dati da remoto conformemente alla Norma CEI 0-21 [23]. Lo scopo principale è quello di evitare condizioni di malfunzionamento o instabilità della rete, dettate da quanto descritto al cap.2, e di monitorarne i parametri .

Gli strumenti di misura acquisiscono le grandezze fisiche lato BT dei trasformatori di tutte le cabine di distribuzione e li trasmettono mediante una rete di comunicazione Wifi ad alta velocità al server centrale, dove i software di monitoraggio registrano e mostrano i dati di misura.

L'algoritmo descritto al cap. 4 è stato implementato sul *Data Recon*® ed è stato realizzato il layout riportato in Figura 27.

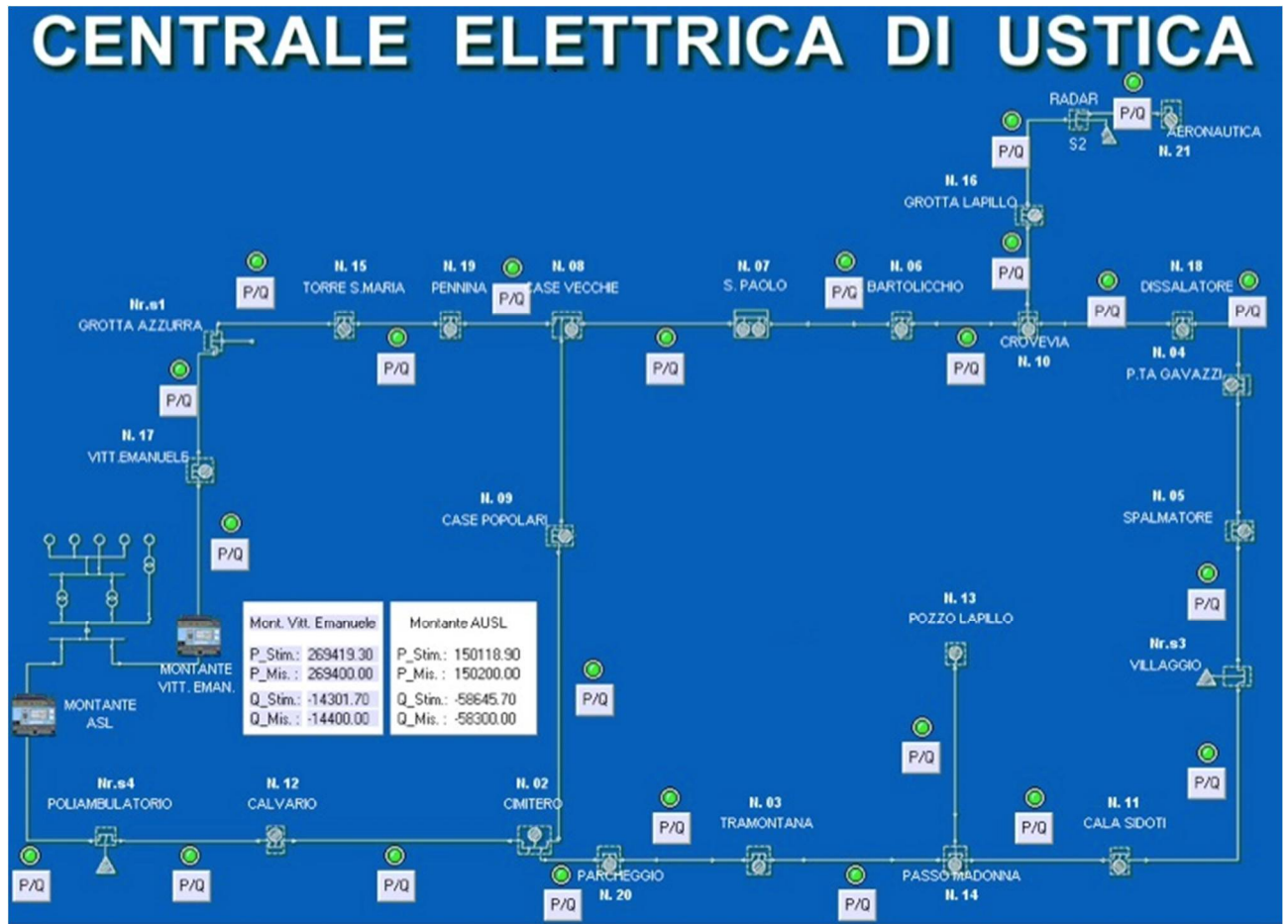


Figura 27

Di seguito è riportato un particolare della videata dell' interfaccia dello SCADA sviluppato per il sistema di monitoraggio e telegestione delle cabine elettriche relativo al controllo del dispositivo di misura installato su un montante Figura 28 o in una cabina Figura 29:

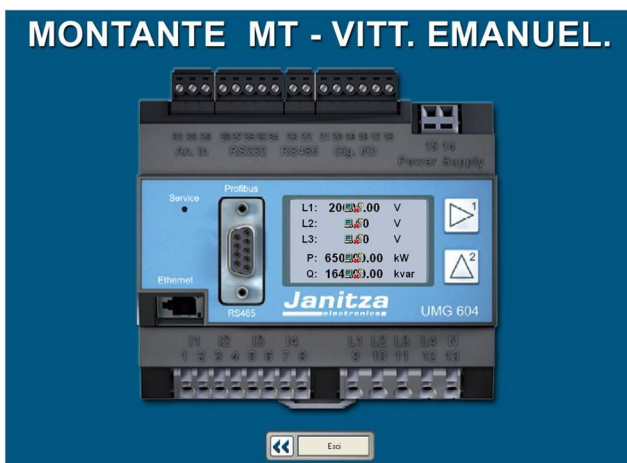


Figura 28

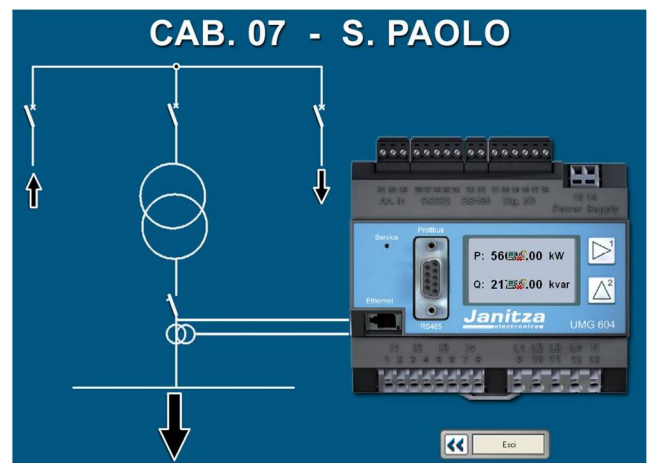


Figura 29

I valori delle misure sono registrati e utilizzati dall' algoritmo per monitorare i flussi di potenza sulla rete MT. Quest'ultima funzione è importante per monitorare eventuali inversioni di flusso che

vengono evidenziate sul pannello di controllo descritto al precedente paragrafo mediante segnali d'allerta visibili dall'operatore. In presenza di una consistente inversione di flusso sulle cabine MT, il distributore deve agire sulla GD connessa in rete perché è da evitare che il flusso inverso di potenza arrivi in centrale, in base a quanto descritto al par.2.10.

Per espletare le azioni di controllo sulla GD è stata integrata nello SCADA la possibilità di inviare e ricevere segnali da dispositivi d'interfaccia e inverter installati presso gli impianti di generazione distribuiti nell'isola. Per tali impianti lo schema generale per la connessione alla rete BT del Distributore, secondo la norma CEI 0-21, è indicato nella figura seguente:

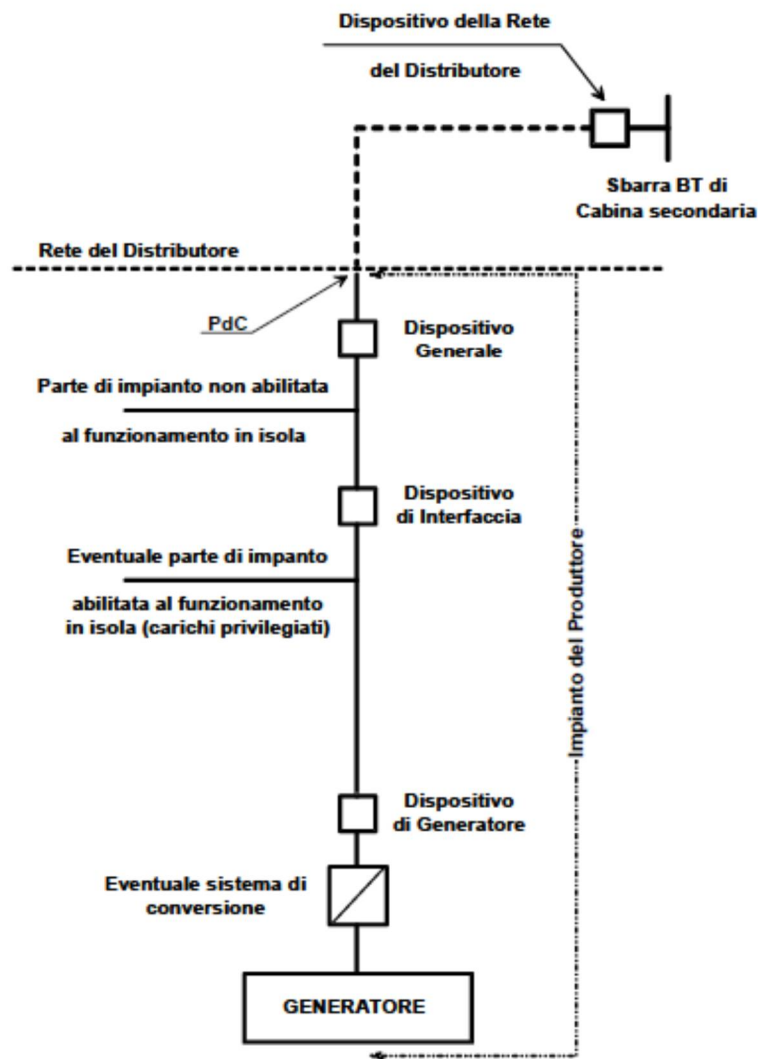


Figura 30

- Il punto di consegna (pdc) separa la rete del Distributore dalla rete dell' Utente;
- Il Dispositivo Generale (DG) separa l'intero impianto Utente dalla rete BT del Distributore in caso di guasto a valle del punto di connessione (guasto interno).
- Il Dispositivo di Interfaccia (DDI) separa l'impianto utente (o parte dell'impianto Utente) dalla rete di distribuzione. Come dispositivi d'interfaccia (DDI) si intendono

apparecchiature di manovra la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) assicura la separazione dell'impianto di produzione dalla rete, consentendo all'impianto di produzione stesso l'eventuale funzionamento in isola sui carichi privilegiati.

- Il DDI è associato al sistema di protezione d'interfaccia (SPI).

Secondo quanto previsto da tale norma, nel SPI devono essere implementati i limiti in termini di sovra / sotto tensione e di frequenza per il distacco della GD riportati nella seguente tabella.

Protezione	Soglia di intervento	Tempo di intervento (tempo intercorrente tra l'istante di inizio della condizione anomala rilevata dalla protezione e l'emissione del comando di scatto)
Massima tensione (59.S1, misura a media mobile su 10 min, in accordo a CEI EN 61000-4-30)	1,10 Vn	≤3 s
Massima tensione (59.S2)	1,15 Vn	0,2 s
Minima tensione (27.S1) ^(**)	0,85 Vn	0,4 s
Minima tensione (27.S2) ^(***)	0,4 Vn	0,2 s
Massima frequenza (81>.S1) ^(*) ◇	50,5 Hz	0,1 s
Minima frequenza (81<.S1) ^(*) ◇	49,5 Hz	0,1 s
Massima frequenza (81>.S2) ◇	51,5 Hz	0,1 s oppure 1 s §
Minima frequenza (81<.S2) ◇	47,5 Hz	0,1 s oppure 4 s §
(*) Soglia abilitata solo con segnale esterno alvalore alto e con comando locale alto. ** Nel caso di generatori tradizionali, il valore indicato per il tempo di intervento deve essere adottato quando la potenza complessiva è superiore a 6 kW, mentre per potenze inferiori, può essere facoltativamente utilizzato un tempo di intervento senza ritardo intenzionale. *** Soglia obbligatoria per i soli generatori statici con potenza complessiva installata superiore a 6 kW. ◇ Per valori di tensione al di sotto di 0,2 Vn, la protezione di massima/minima frequenza si deve inibire. § Si veda in proposito quanto riportato nel testo che segue la Figura 15.		

Tabella 7

Inoltre, deve essere prevista la possibilità per il Distributore di comandare a distanza la disconnessione della GD e di modificare le soglie di cui sopra al fine di evitare il funzionamento in isola, il tutto secondo lo schema logico mostrato in Figura 31.

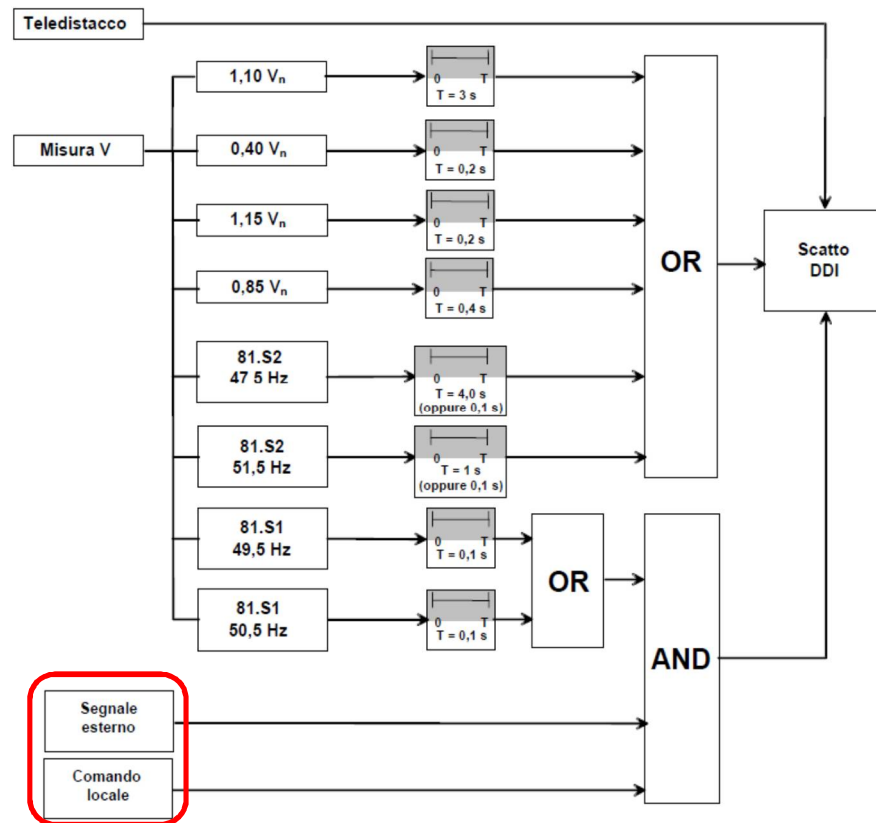


Figura 31

Infine, la GD deve essere in grado di partecipare alla regolazione della tensione e della frequenza, attraverso l'attuazione di strategie di controllo appropriate sull'inverter, basate sul telecontrollo da parte del Distributore o logiche automatiche locali. I SPI devono essere sviluppati integrando, oltre alle funzioni di misura, anche la possibilità di scambio dati e telecontrollo da parte del Distributore che, a sua volta, deve avere un sistema di misura adeguato a valutare le azioni più opportune sulla GD.

La possibilità di comandare i dispositivi di cui sopra è stata integrata nello SCADA sviluppato, secondo lo schema in Figura 32.

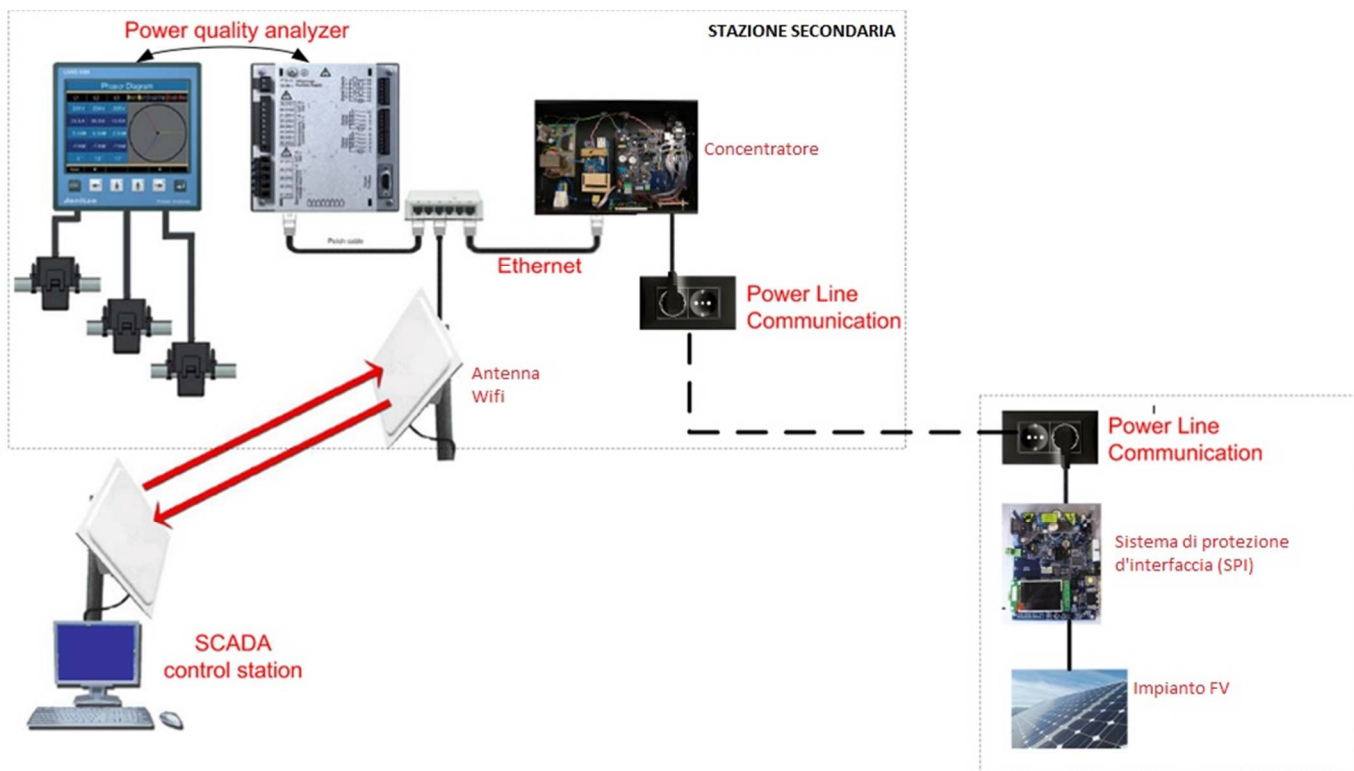


Figura 32

L'architettura mostrata in Figura 32 prevede che:

- I SPI siano connessi e prelevino informazioni dai rispettivi inverter via RS232;
- I SPI siano interrogati via Power Line Communication (PLC), attraverso la rete di bassa tensione, dal concentratore;
- I concentratori comunichino i dati ad un sistema di Supervisione, Controllo e Acquisizione dati (SCADA) o attraverso Ethernet su rete wireless o via PLC attraverso la rete di media tensione.

Come è possibile osservare dallo schema, la stazione di controllo, gestita dal Distributore, deve essere in grado di comunicare con la GD grazie alla presenza del SPI e del concentratore.

I messaggi inviati dallo SCADA e ricevuti dall'interfaccia Ethernet devono essere inoltrati al corretto SPI attraverso il concentratore che si occuperà di iniettare tali messaggi nella rete elettrica in bassa tensione via Power Line.

Il software di controllo sul Data Recon® è stato modificato e di conseguenza anche il layout come in Figura 33, dove sono indicati 3 SPI con le sigle SPI 1, SPI 2 e SPI 3 e il concentratore presente in cabina, indicato con C1.

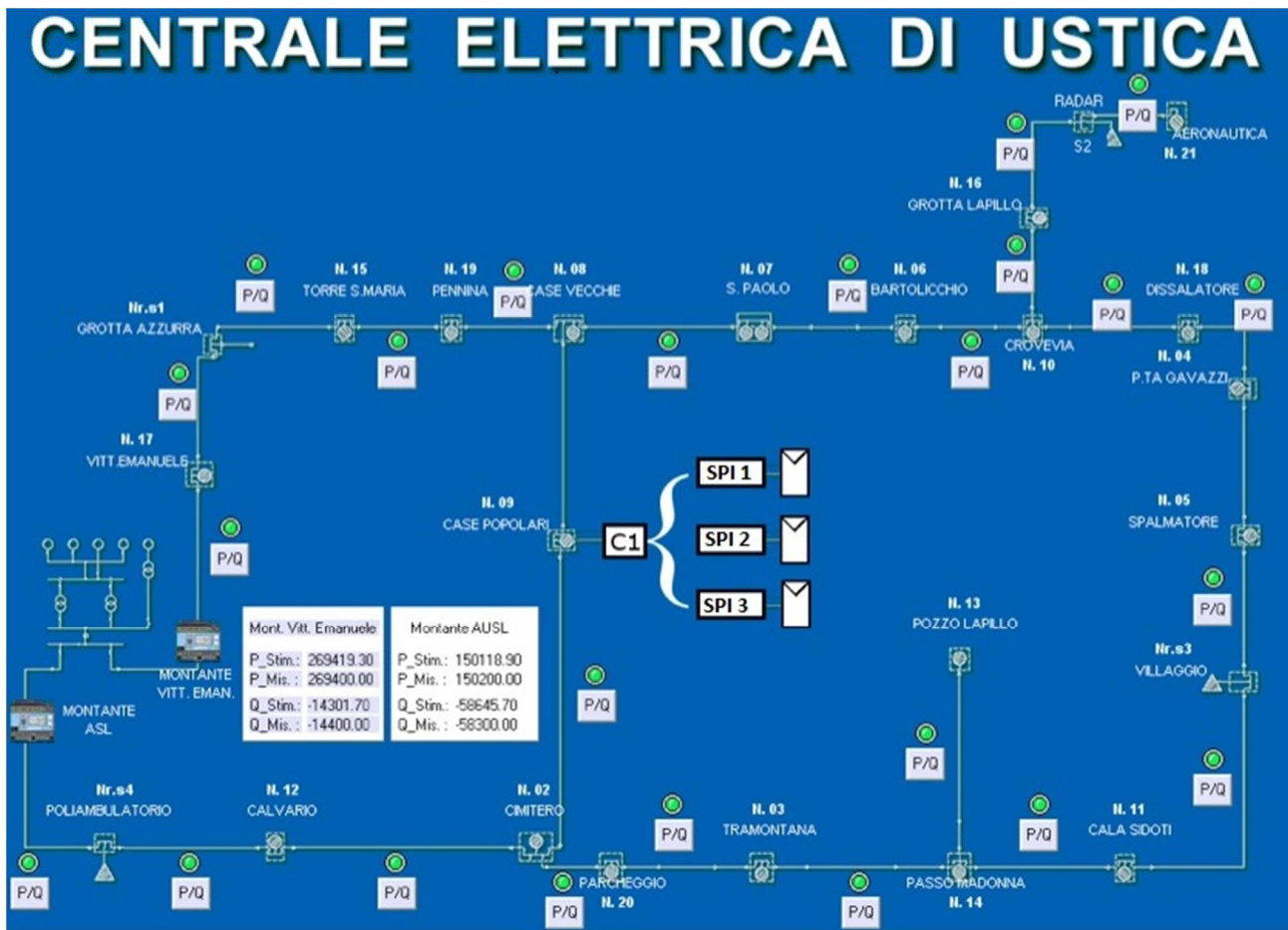


Figura 33

Mediante il pannello di cui sopra, è possibile monitorare la rete e allo stesso tempo inviare i comandi sopra descritti agli SPI e agli inverter della GD.

6.1 Verifica sperimentale dell'algoritmo

L'algoritmo implementato e verificato in simulazione, è stato testato sul campo nel suo funzionamento in real time presso il centro di controllo dello SCADA nel server di Ustica. Sul layout di controllo dello SCADA, come si è visto, è possibile osservare i valori dei flussi su tutti i rami della rete.

Per verificare il funzionamento dell'algoritmo, sul sinottico sono riportati i valori dei flussi di potenza attiva e reattiva stimati dall'algoritmo e quelli misurati da due power analyzer installati sulle partenze dei due rami MT.

Per confrontare valori stimati e valori misurati, si è valutata, in primo luogo, l'incertezza associata alle misure eseguite con i power analyzer. Per far ciò, sono stati considerati sia i contributi d'incertezza dovuti ai power analyzer che i contributi dovuti ai trasduttori di corrente e tensione con cui essi sono connessi alle linee MT. In entrambi i casi è stata effettuata una valutazione di tipo B

partendo dagli errori dichiarati dal costruttore ed ipotizzando una distribuzione di probabilità di tipo rettangolare.

Per quanto riguarda i power analyzer, essi hanno classe 0,5 per la potenza attiva e 2 per la reattiva, per cui le incertezze sulla potenza attiva e reattiva possono essere così ottenute:

$$u_{P_PQA} \% = \frac{E_{P_PQA} \%}{\sqrt{3}} = \frac{0.5}{\sqrt{3}} \% \quad (33)$$

$$u_{Q_PQA} \% = \frac{E_{Q_PQA} \%}{\sqrt{3}} = \frac{2}{\sqrt{3}} \% \quad (34)$$

Per quanto riguarda i TA, la norma IEC 60044-1 prevede diversi valori per gli errori di rapporto $\eta_{TA}\%$ e di angolo ε_{TA} in dipendenza del rapporto tra la corrente di carico e la corrente nominale. Per TA di classe 0,5, il limite per l'errore di rapporto è pari a 0,5% alla corrente nominale e 0,75% al 20% della corrente nominale. Analogamente per l'errore d'angolo si hanno rispettivamente i seguenti limiti 0,9 e 1,35 crad. Per ottenere l'incertezza alla corrente di misura, è stata quindi effettuata una interpolazione lineare. Inoltre, considerato che gli errori di rapporto e di angolo per TA di classe 0,5 sono molto piccoli, è possibile effettuare le seguenti approssimazioni $\cos(\varepsilon_{TA}) \approx 1$, $\sin(\varepsilon_{TA}) \approx \varepsilon_{TA}$ e $\varepsilon_{TA} \% \ll 100$. In tal modo, gli errori di misura sulla potenza attiva e reattiva dovuti ai TA possono essere ottenuti con le seguenti espressioni:

$$E_{P_TA} \% \approx \eta_{TA} \% + 100\varepsilon_{TA} \tan(\theta) \quad (35)$$

$$E_{Q_TA} \% \approx \eta_{TA} \% - 100\varepsilon_{TA} \cot(\theta) \quad (36)$$

dove θ è lo sfasamento tra tensione e corrente.

Analogamente gli errori dovuti ai TV possono essere calcolati come segue:

$$E_{P_TV} \% \approx \eta_{TV} \% - 100\varepsilon_{TV} \tan(\theta) \quad (37)$$

$$E_{Q_TV} \% \approx \eta_{TV} \% + 100\varepsilon_{TV} \cot(\theta) \quad (38)$$

Nell'ipotesi di distribuzione rettangolare, i vari contributi d'incertezza possono essere quindi così calcolati:

- **per i TA:**

$$u_{P_TA} \% = \frac{E_{P_TA} \%}{\sqrt{3}} \quad (39)$$

$$u_{Q_TA} \% = \frac{E_{Q_TA} \%}{\sqrt{3}} \quad (40)$$

- per i TV:

$$u_{P-TV} \% = \frac{E_{P-TV} \%}{\sqrt{3}} \quad (41)$$

$$u_{Q-TV} \% = \frac{E_{Q-TV} \%}{\sqrt{3}} \quad (42)$$

Nell'ipotesi di grandezze totalmente scorrelate, le incertezze complessive possono quindi essere ottenute come:

$$u_P \% = \sqrt{u_{P-PQA} \%^2 + u_{P-TV} \%^2 + u_{P-TA} \%^2} \quad (43)$$

$$u_Q \% = \sqrt{u_{Q-PQA} \%^2 + u_{Q-TV} \%^2 + u_{Q-TA} \%^2} \quad (44)$$

Le incertezze estese assoluta, con un livello di confidenza del 95% ($k = 2$), possono quindi essere ottenute come:

$$U_P = \frac{2 \cdot u_P \% \cdot P}{100} \quad (45)$$

$$U_Q = \frac{2 \cdot u_Q \% \cdot Q}{100} \quad (46)$$

La tabella di seguito mostra le incertezze calcolate per i due rami MT nel caso della condizione di carico misurata il 18 agosto 2012 alle 12:30.

	Ramo Vittorio Emanuele	Ramo AUSL
P [kW]	650,0	461,0
Q [VAR]	164,0	111,0
tan(θ)	0,25	0,24
u_{P-PQA} %	0,29	0,29
u_{Q-PQA} %	1,41	1,41
u_{P-TV} %	0,20	0,21
u_{P-TA} %	0,58	0,60
u_{Q-TV} %	1,7	1,7
u_{Q-TA} %	2,4	2,7
U_P [kW]	8,81	6,44
U_Q [kVAR]	10,70	7,75

Tabella 8

Nelle seguenti tabelle sono mostrati i confronti tra i valori misurati, i valori stimati con Simulink e con l'algoritmo dello SCADA. Come è possibile evincere dalle tabelle, risultati di misura e di

simulazione sono tra loro compatibili. Ciò conferma l'affidabilità dell'algoritmo nella stima dei flussi di potenza.

	Misure	Simulink	SCADA
Potenza attiva [kW]	650,0±8,8	651,3	650,7
Potenza reattiva [kVAR]	168±10,4	172,4	176,0

Tabella 9 - Confronto tra risultati di simulazione e di misura. Feeder Vittorio Emanuele.

	Misure	Simulink	SCADA
Potenza attiva [kW]	461,0±6,4	459,7	459,6
Potenza reattiva [kVAR]	111,0±7,6	116,9	113,9

Tabella 10 - Confronto tra risultati di simulazione e di misura. Feeder AUSL.

Per confermare l'affidabilità dell'algoritmo, il confronto è stato ripetuto in una seconda condizione di carico misurata il 01/11/2013 alle 12:30.

	Ramo Vittorio Emanuele	Ramo AUSL
P [kW]	237,7	142,0
Q [kVAR]	-14,3	-31,2
tan(q)	-0,06	-0,22
uP_PQA %	0,29	0,29
uQ_PQA %	1,15	1,15
uP_VT %	0,31	0,37
uP_CT %	0,55	0,46
uQ_VT %	5,47	1,27
uQ_CT %	18,97	7,00
Up [kW]	3,3	1,8
Uq [kVAR]	5,7	4,5

Nelle seguenti tabelle sono riportati i risultati del confronto tra risultati di misura e di simulazioni, che confermano ancora una volta l'affidabilità dell'algoritmo.

	Misure	Simulink	SCADA
Potenza attiva [kW]	232,7±3,3	236,7	236,8
Potenza reattiva [kVAR]	-14,3±5,6	-15,2	-12,3

Tabella 11 - Confronto tra risultati di simulazione e di misura. Feeder Vittorio Emanuele, condizioni di carico invernali.

	Misure	Simulink	SCADA
Potenza attiva [kW]	142.0±1.8	143.7	143.7
Potenza reattiva [kVAR]	-31.2±4.5	-32.2	-34.5

Tabella 12 - Confronto tra risultati di simulazione e di misura. Feeder AUSL. condizioni di carico invernali.

In Figura 34 è riportato uno screenshot del layout di controllo dello SCADA, acquisito il 30/10/2014 alle 17:30. Come è possibile notare anche in questo caso le potenze stimate e misurate su rami MT sono coerenti fra loro.

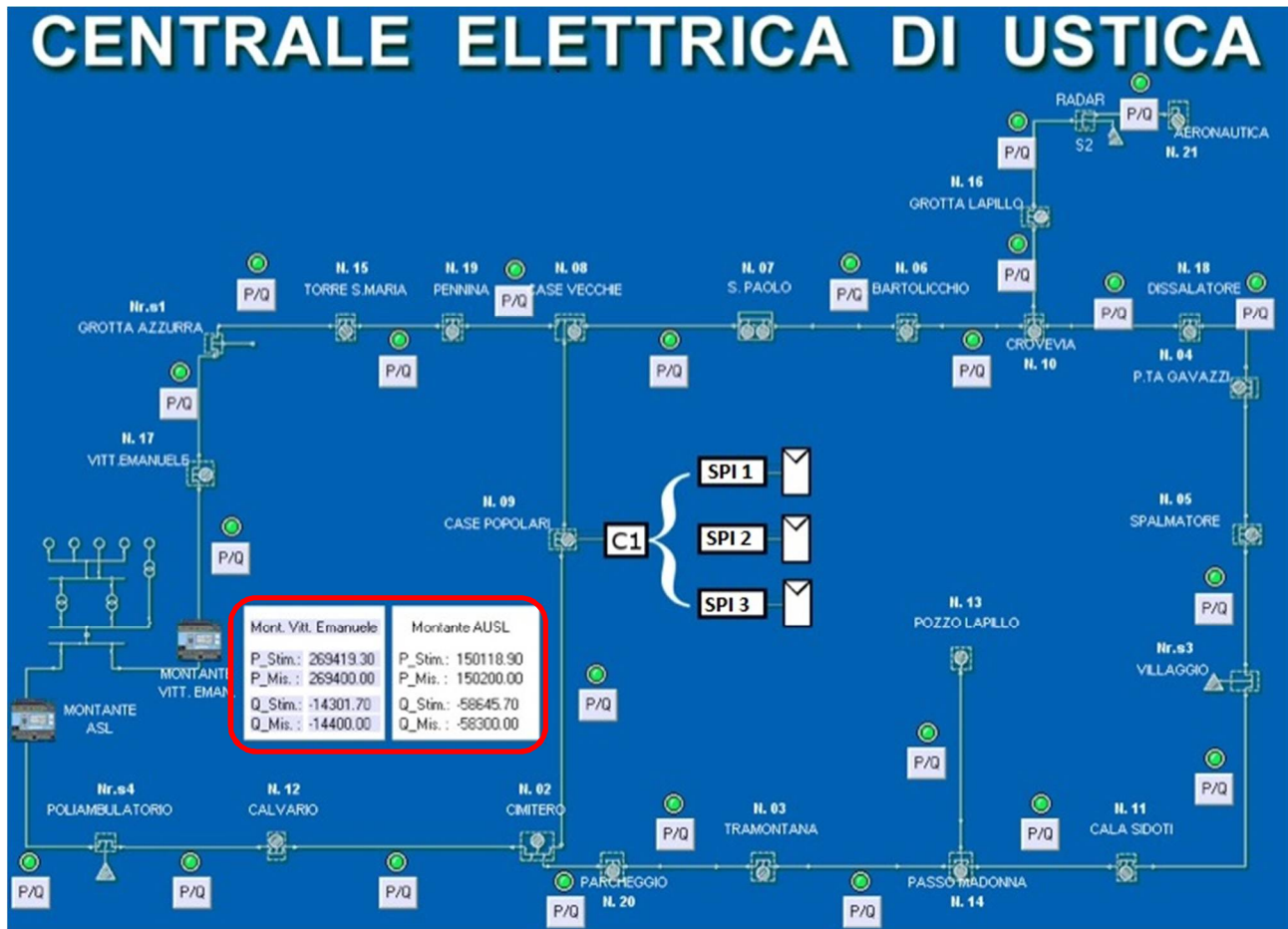


Figura 34

6.2 Prove sperimentali

Per verificare il funzionamento del sistema SCADA e della sua interazione con un SPI, si sono effettuate prove sperimentali sulla rete elettrica dell'isola di Ustica in data 11/06/2014. Per eseguire delle prove su diverse linee BT afferenti a diverse cabine è stata realizzata una stazione di prova mobile che, oltre a trasportare inverter e SPI, ha consentito di simulare un impianto fotovoltaico.

In Figura 35 è riportato lo schema della stazione di prova mobile realizzata. Per simulare l'impianto fotovoltaico sono stati utilizzati: una sorgente in corrente alternata, un autotrasformatore per variare la potenza erogata, un raddrizzatore con a valle un banco di resistenze per simulare la

curva di funzionamento di un impianto fotovoltaico e consentire il funzionamento del sistema MPPT dell'inverter. Con il sistema così costituito si è alimentato l'inverter che è stato connesso alla rete per mezzo del SPI. Entrambi questi due dispositivi sono stati realizzati conformemente alla norma CEI 0-21 e nell'ambito del progetto REIPERSEI.

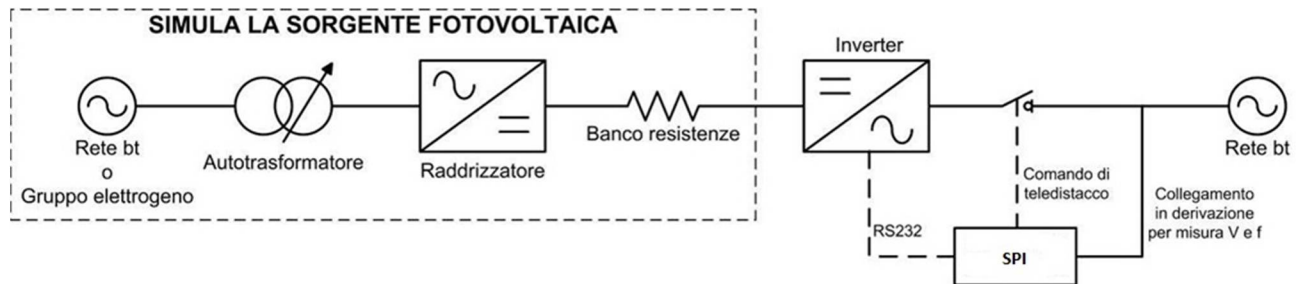


Figura 35

In Figura 36 è mostrata la foto della stazione di prova mobile utilizzata per tutte le prove di seguito descritte.

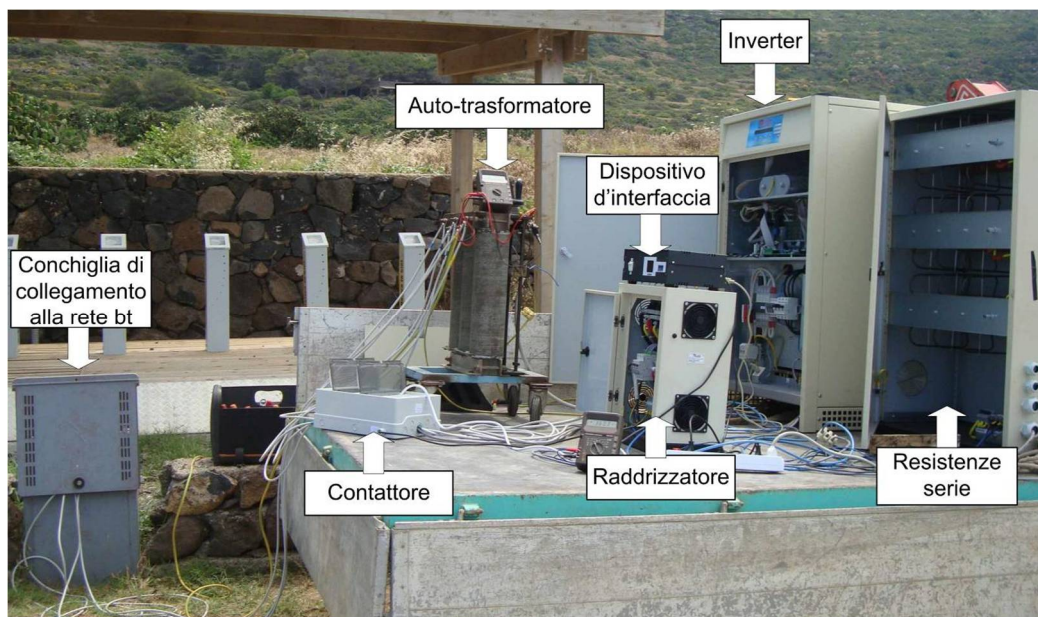


Figura 36

Le prove hanno interessato la porzione di rete MT riportata in Figura 37.

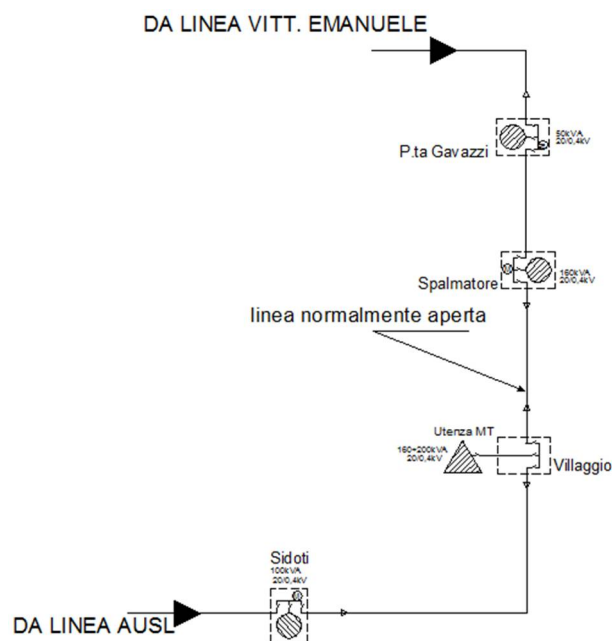


Figura 37

Facendo riferimento alla stazione di prova mobile descritta in Figura 35, le prove sono state eseguite secondo tre diverse modalità:

- 1) Prova 1: prelevando energia dalla rete BT della cabina Sidoti per reimmetterla nella stessa rete;
- 2) Prova 2: prelevando energia dalla rete BT della cabina Spalmatore per immetterla nella rete BT della cabina Sidoti;
- 3) Prova 3: immettendo energia nella rete BT della cabina P.ta Gavazzi alimentando la stazione di prova mobile mediante un gruppo elettrogeno portatile.

Nei vari test, nella cabina a monte della linea BT è stato sempre connesso un concentratore (Figura 38) , al fine di connettere il SPI allo SCADA.

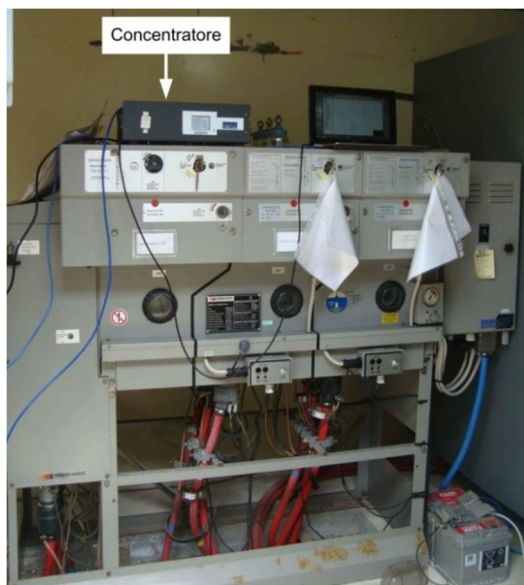


Figura 38 – concentratore installato nella cabina “Sidoti”

6.2.1 Prova 1

Per quanto riguarda la prima modalità di prova, in Figura 39 è mostrato lo schema unifilare che descrive il layout della rete e il punto di connessione della stazione di prova. Questa è stata connessa in un punto di sezionamento della linea BT sottesa alla cabina Sidoti e preleva (P_p) e immette (P_i) potenza nel suddetto punto.

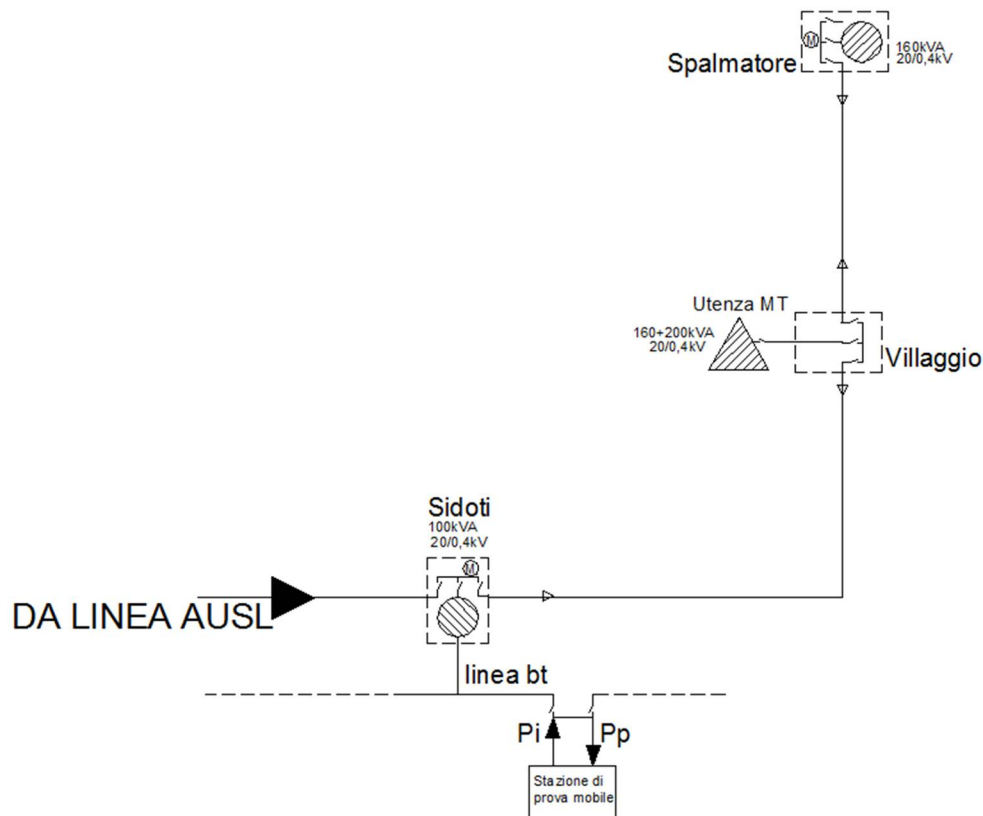


Figura 39

Questa prima prova è servita a fare una verifica preliminare del funzionamento della stazione di prova mobile e non ha portato al verificarsi di nessuna inversione di flusso dato che il prelievo e l'immissione di energia è avvenuto nello stesso punto.

6.2.2 Prova 2

Per quanto riguarda la seconda modalità di prova, in figura Figura 40 è mostrata la stazione mobile connessa ad una conchiglia utile al sezionamento della rete BT e situata ad 800 m dalla cabina "Sidoti".



Figura 40

In questo caso, dopo aver cambiato l'assetto della rete MT, la sorgente di alimentazione è stata la linea BT della cabina Spalmatore e l'energia è stata reimpressa nella linea BT della cabina Sidoti così come mostrato nella seguente figura:

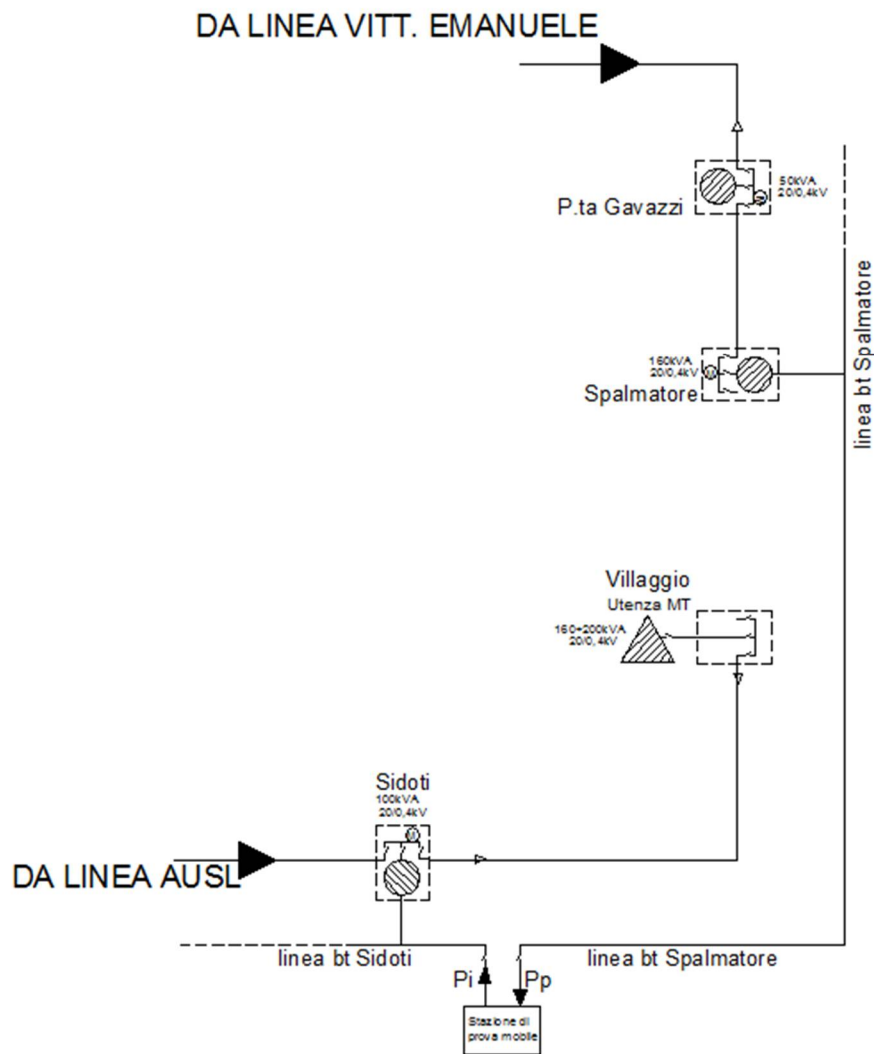


Figura 41

Tale configurazione è stata realizzata al fine di creare l'inversione di flusso sulla cabina Sidoti e sul tratto di linea MT a monte in modo da verificare il funzionamento dello SCADA in questa condizione critica.

Sono state ricreate diverse condizioni di inversione di flusso, variando la potenza erogata dalla stazione di prova mobile. Di seguito verranno descritte le condizioni più significative rilevate, con particolare attenzione alle inversioni di flusso di potenza attiva sulla linea MT che alimenta la cabina Sidoti. Per ogni condizione di funzionamento sono riportati degli screenshot del pannello di controllo dello SCADA. In essi è presente il simbolo del sistema costituito da: concentratore, SPI e impianto di generazione:



Sono state anche provate le due diverse modalità di funzionamento del SPI: *Grid Connected* e *Stand-Alone*. Nel primo caso il sistema di generazione immette potenza attiva fino ad un limite massimo imposto con un opportuno segnale PLC dal distributore. Nel secondo caso il distributore invia un comando di teledistacco al SPI per distaccare il generatore dalla rete, bloccando quindi l'immissione di potenza per necessità legate all'esercizio della rete.

1) Inversione di flusso con $P_i=6$ kW

E' stata impostata la modalità di funzionamento Grid Connected sul SPI, impostando inoltre una potenza massima producibile pari a 10 kW. Si è regolato quindi l'autotrasformatore (vedi Figura 35) per iniettare una potenza attiva di 6 kW. In tal caso si è instaurata un'inversione di flusso che ha coinvolto i rami a monte della cabina Sidoti fino alla cabina Passo Madonna, tale condizione è evidenziata sullo SCADA dagli alert rossi in corrispondenza dei rami interessati come mostrato in Figura 42.

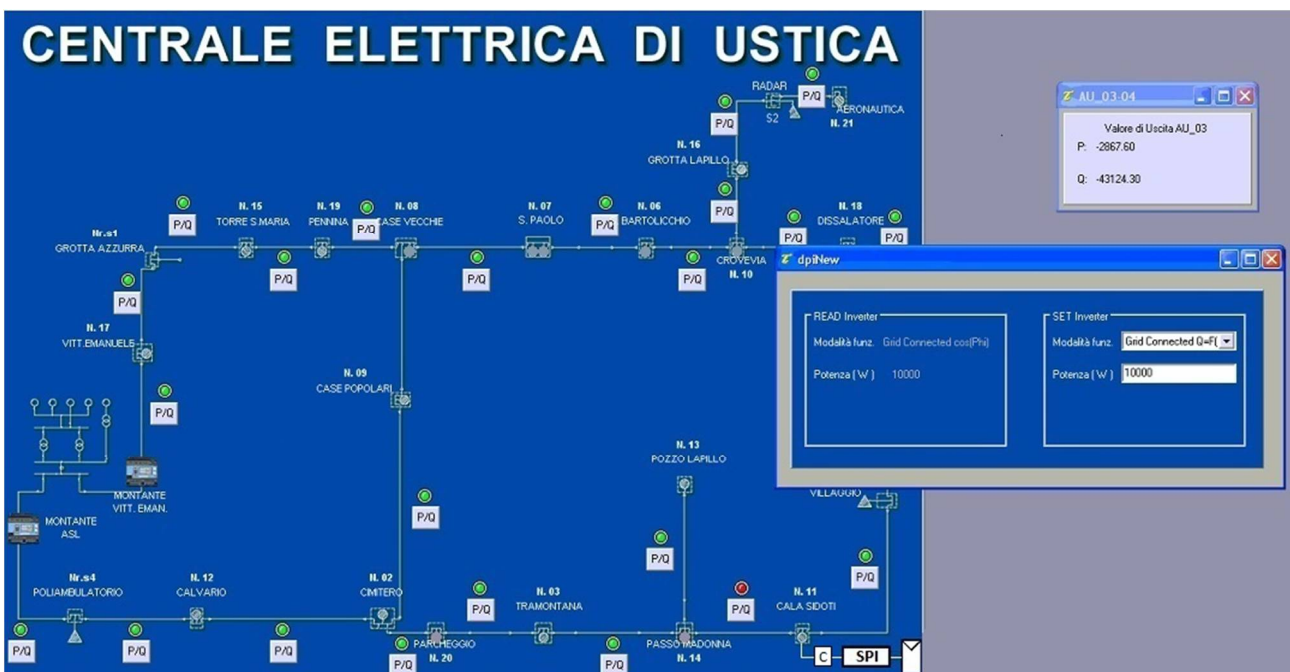


Figura 42

Nella Figura 43 è riportata la misura del flusso di potenza immesso nella cabina Sidoti lato BT, pari a 3,6 kW

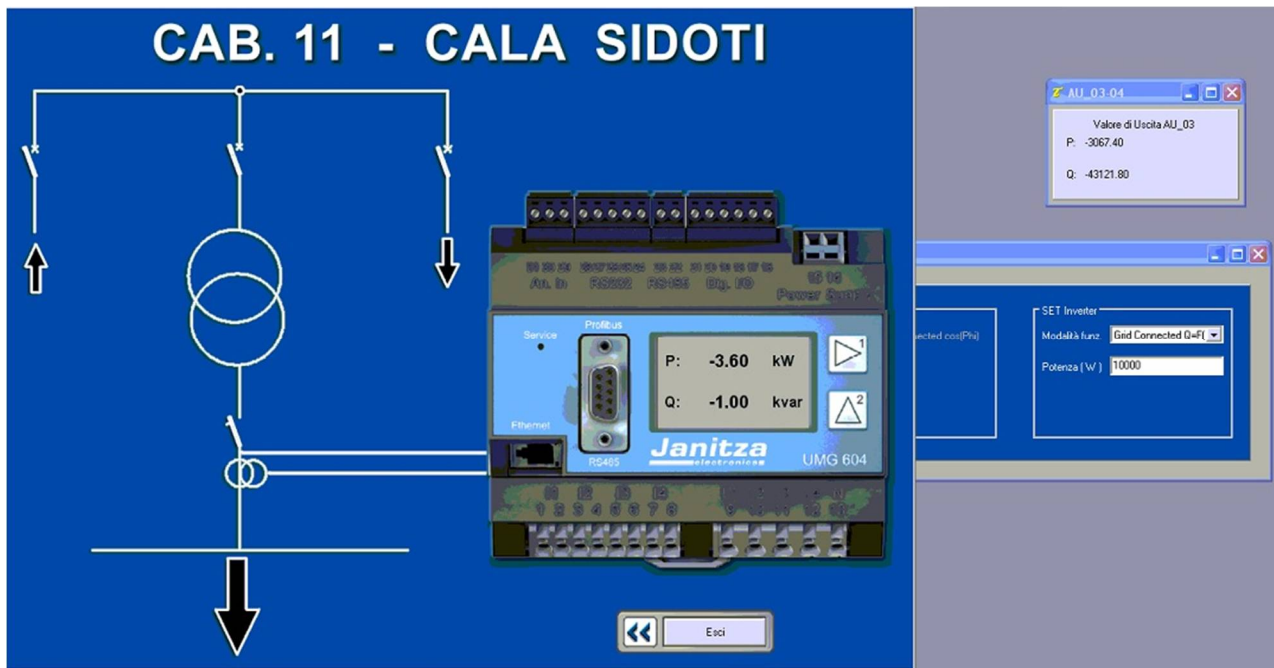


Figura 43

2) Inversione di flusso con $P_i = 10$ Kw

Mantenendo la modalità di funzionamento Grid Connected del SPI, è stata portata a 10 kW la potenza erogata dalla stazione di prova variando la tensione in uscita dall'autotrasformatore. Anche in tal caso il tratto di linea interessato dall'inversione di flusso si è fermato alla cabina Passo Madonna (vedi Figura 44).

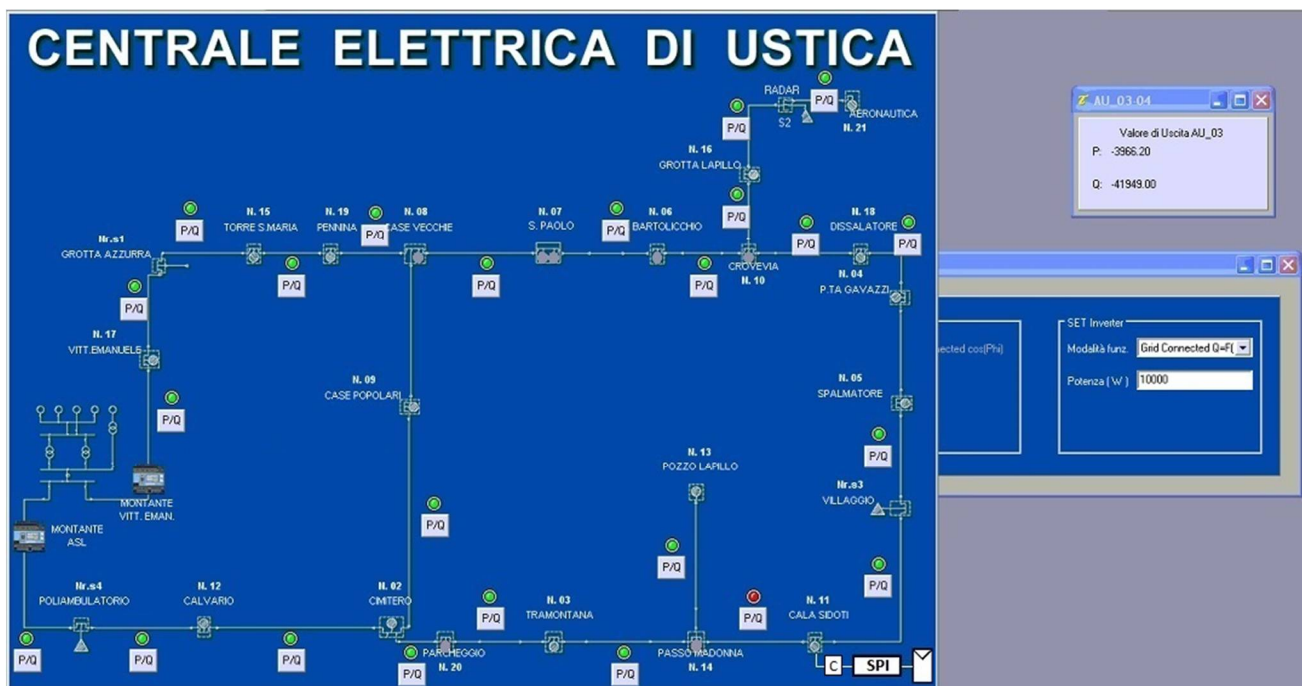


Figura 44

Nella seguente figura si nota l'ammontare dell'inversione di flusso sulla cabina Sidoti, pari a 3,5 kW (Figura 45).

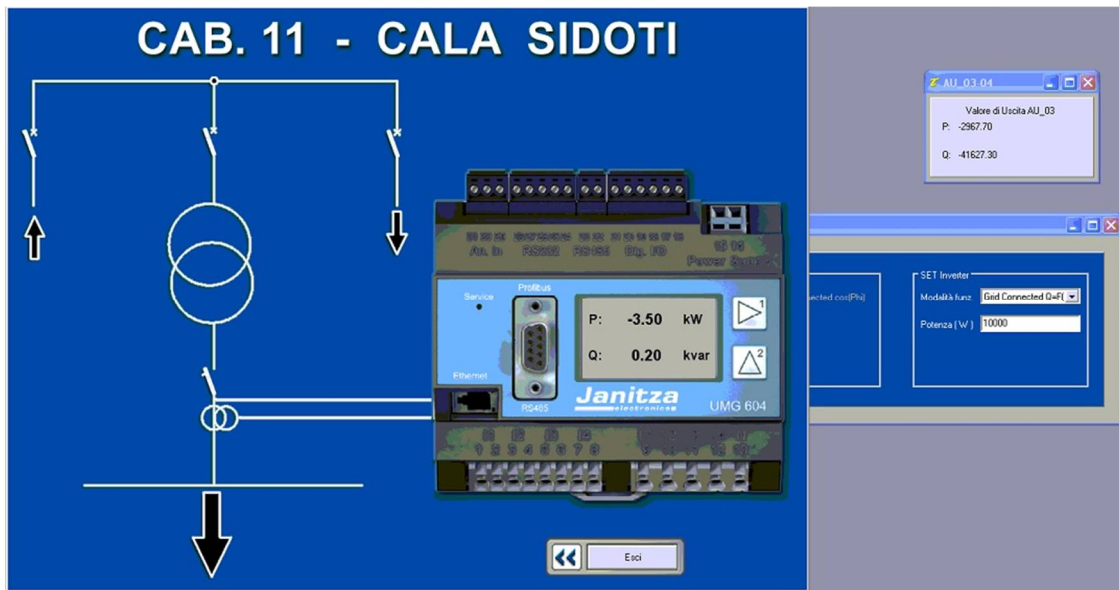


Figura 45

3) $P_i = 14 \text{ kW}$

Incrementando ulteriormente la potenza erogata a 14 kW e mantenendo attiva la modalità di funzionamento *Grid Connected* del SPI, l'inversione di flusso ha interessato un tratto più lungo di linea MT che arriva sino alla cabina Parcheggio (vedi Figura 46).

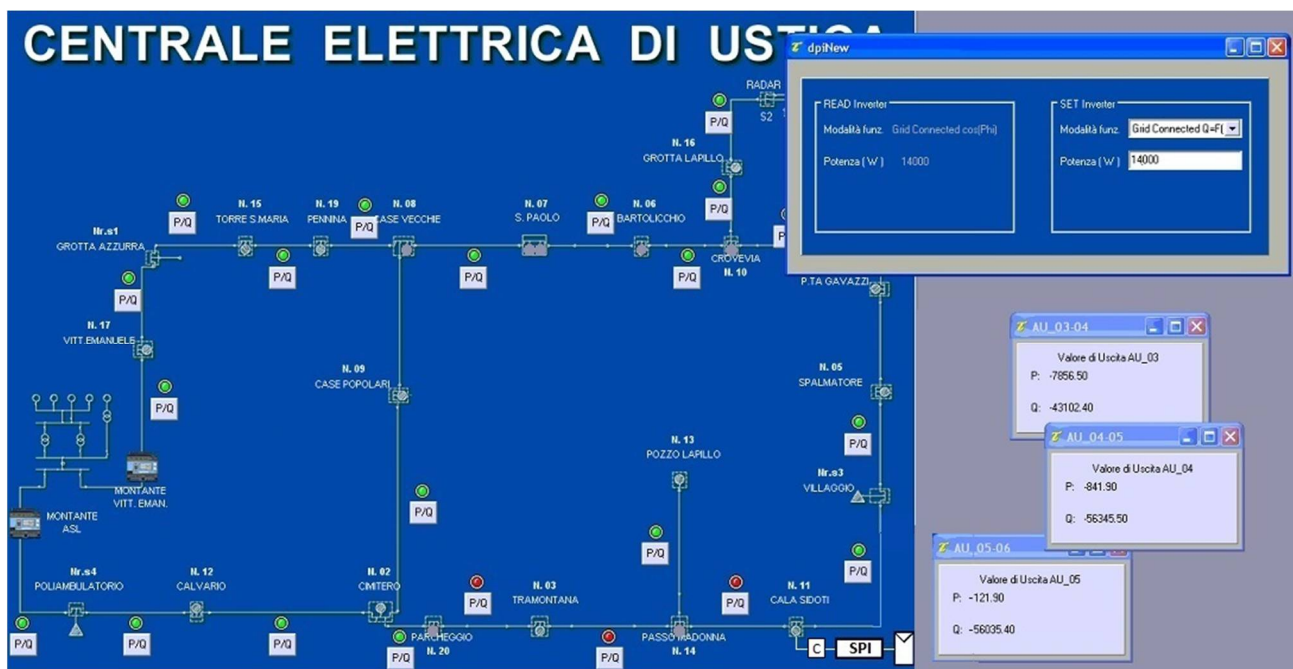


Figura 46

In tale condizione si è verificata una consistente inversione di flusso sulla cabina Sidoti pari a 7 kW (Figura 47).

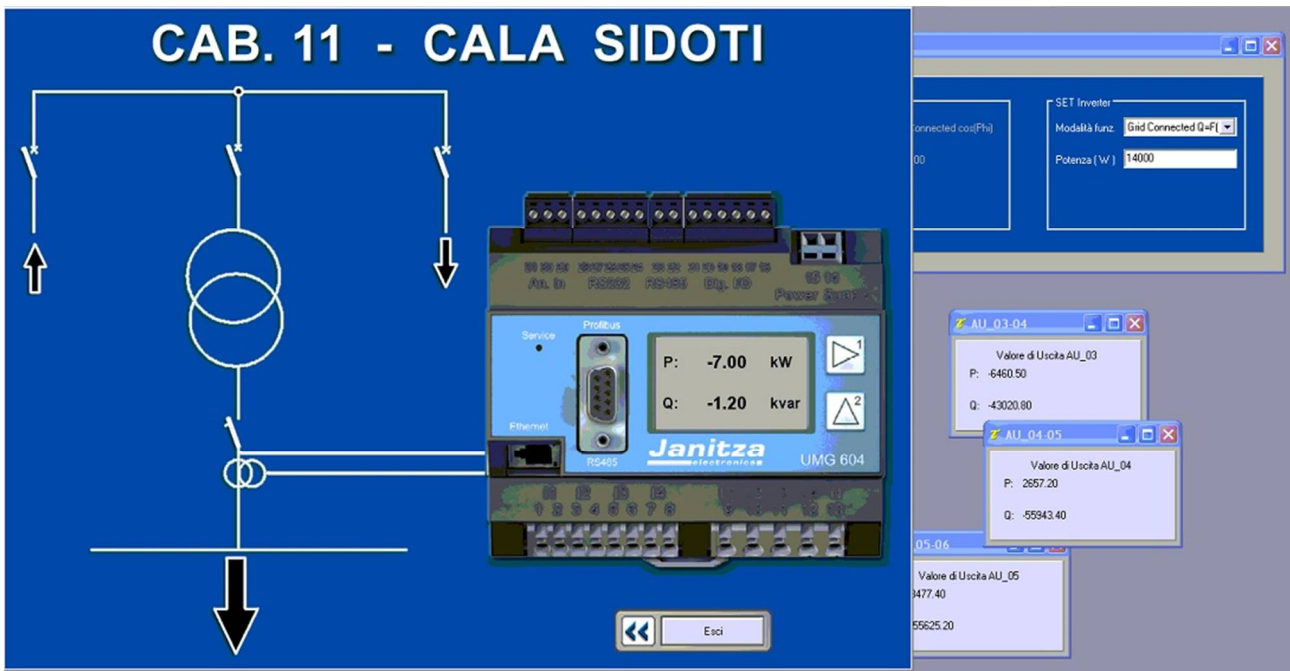


Figura 47

4) $P_i = 18 \text{ kW}$

Portando la potenza erogata a 18 kW e continuando a mantenere la modalità di funzionamento *Grid Connected* del SPI, l'inversione di flusso ha continuato ad interessare lo stesso tratto di linea del caso precedente (Figura 48).

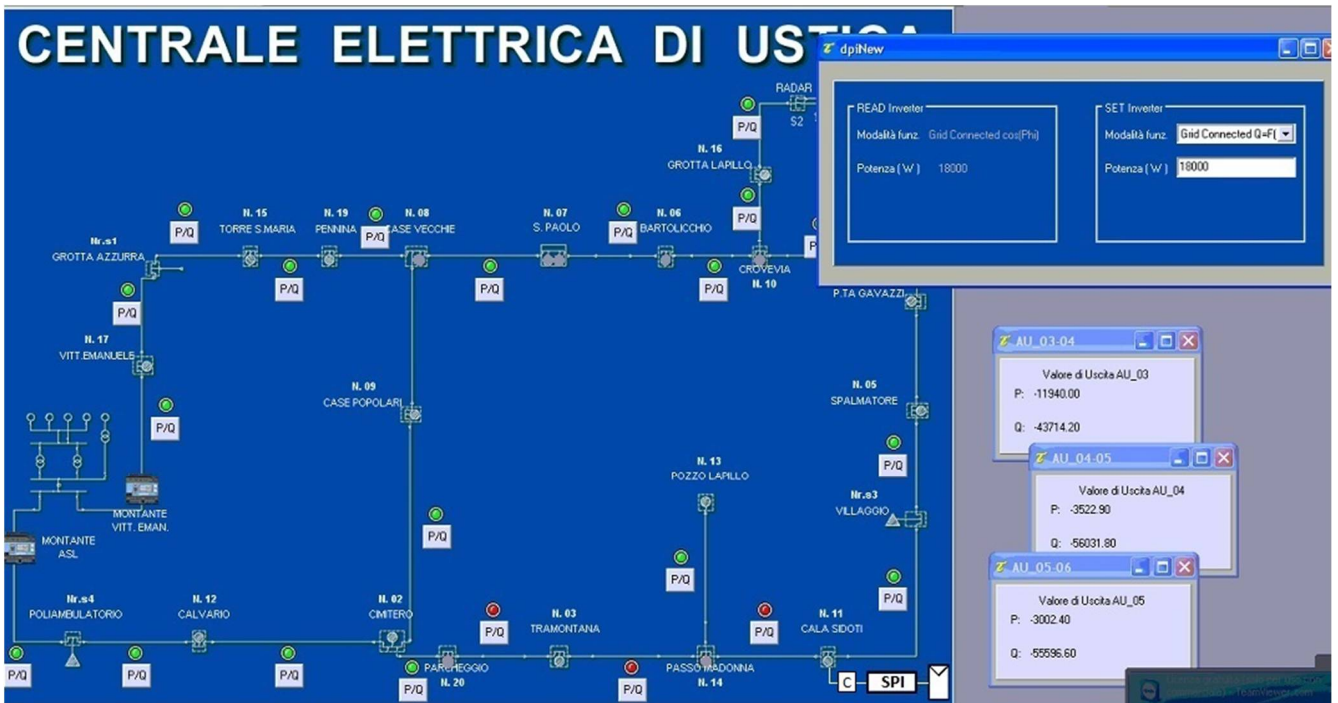


Figura 48

Nella Figura 49 è riportato l'ammontare dell'inversione di flusso sulla cabina Sidoti, pari a 13,4 kW.

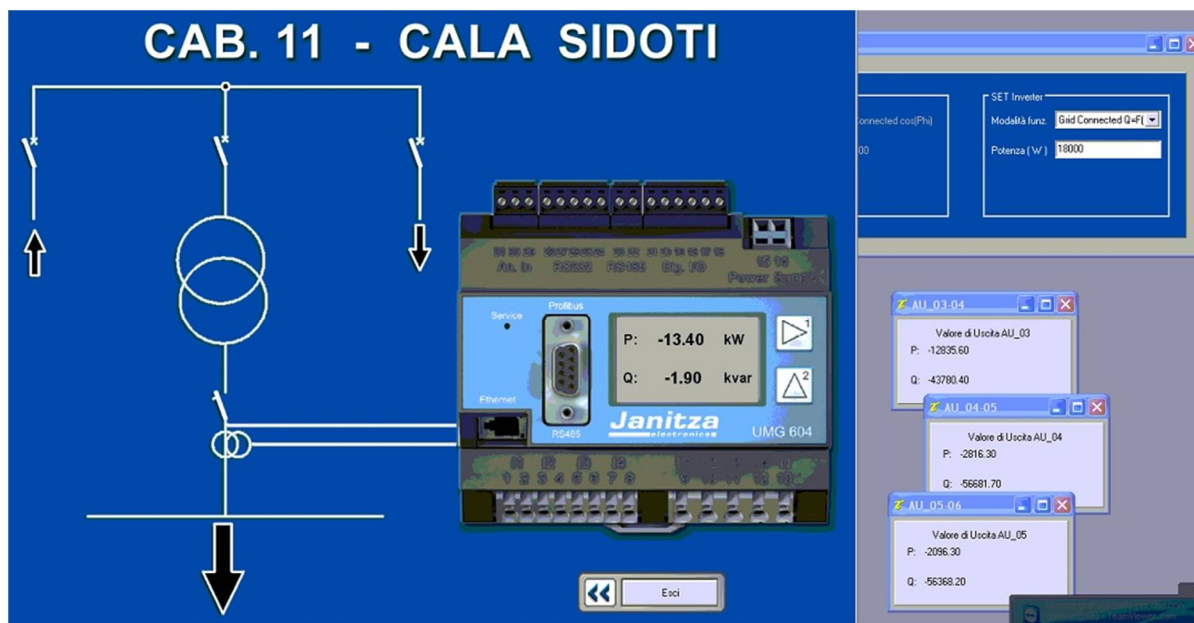


Figura 49

5) Distacco GD in modalità stand alone

Un volta verificato il corretto monitoraggio dello SCADA in diverse condizioni di inversione di flusso, si è impostata la modalità stand-alone nel SPI ed è stato fornito il comando di teledistacco. In tal caso quindi è stata annullata la potenza immessa nella rete MT e conseguentemente l'inversione di flusso (Figura 50 e Figura 51), portando la potenza rilevata sulla cabina Sidoti a 3,7 kW da MT verso BT.

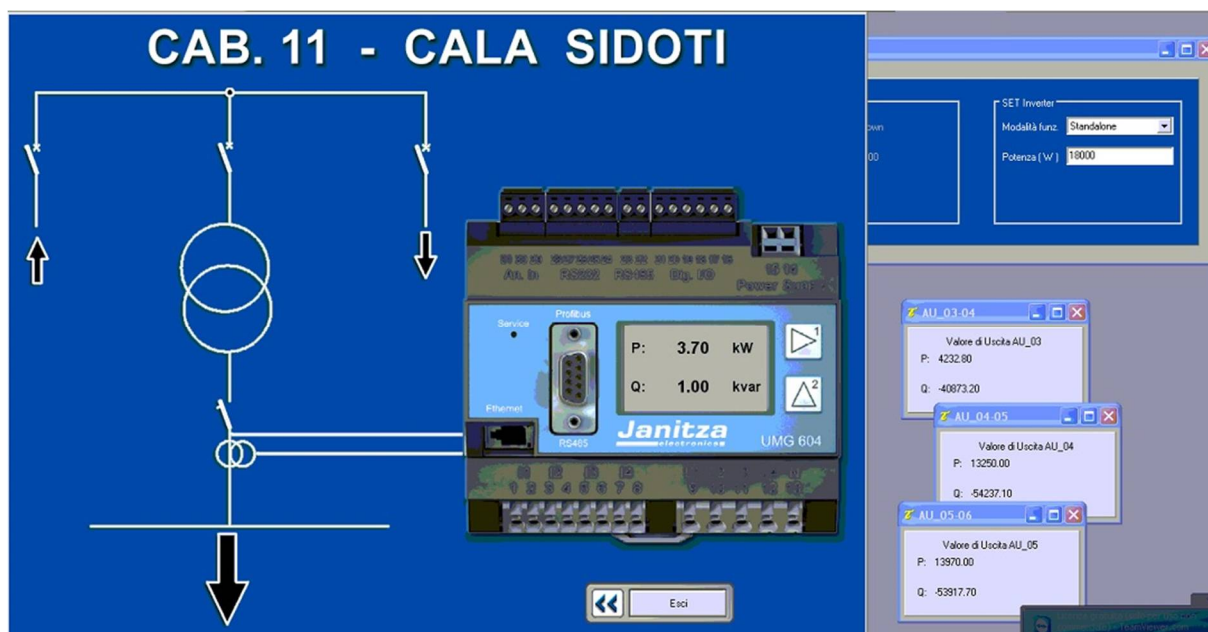


Figura 50

Essendosi annullata la condizione di inversione di flusso, tutti gli alert sono tornati verdi (Figura 51).

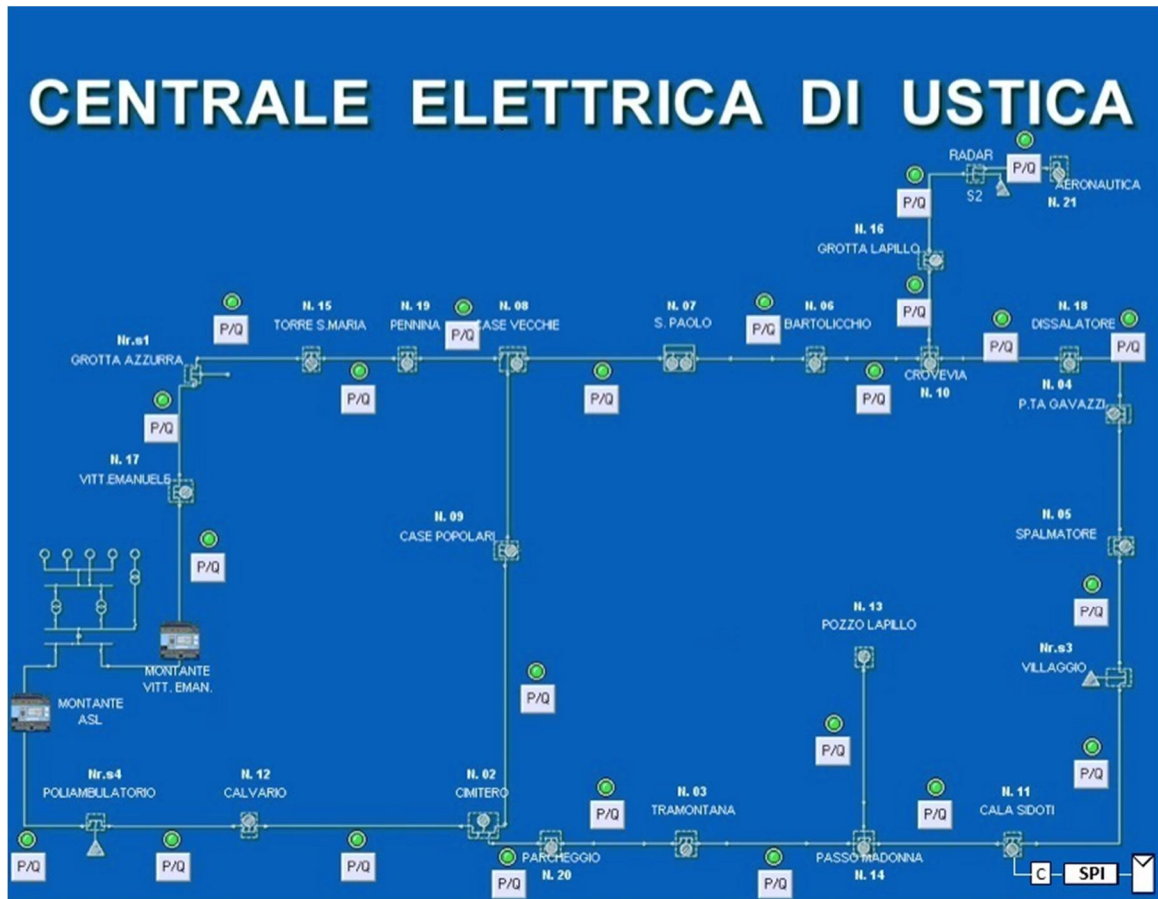


Figura 51

6.2.3 Prova 3

Per quanto riguarda la terza modalità di prova, in Figura 52 è mostrata la foto di un test eseguito utilizzando un gruppo elettrogeno come sorgente di energia.



Figura 52

In tal caso è stato, quindi, possibile eseguire prove di verifica dell'algoritmo in condizione di inversione del flusso proveniente da una sorgente completamente a sé stante (GE). La prova è stata effettuata in una linea BT in partenza dalla cabina P.ta Gavazzi, iniettando una potenza (P_i) pari a 6 kW così come si nota dallo schema riportato in Figura 53.

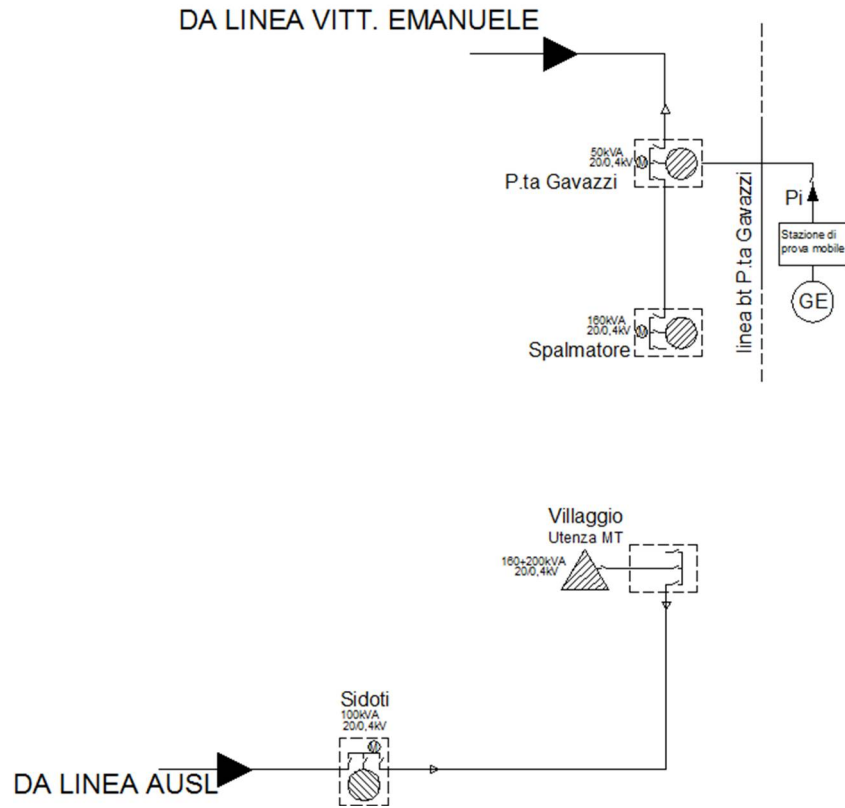


Figura 53

In Figura 54 è riportato il funzionamento del layout di monitoraggio nella terza modalità di prova descritta. Sul layout dello SCADA è stata selezionata la modalità di funzionamento *Grid Connected* del SPI che permette il verificarsi dell'inversione di flusso nella cabina P.ta Gavazzi e, al manifestarsi di tale condizione, si sono evidenziati in rosso gli alerts sulle linee a monte della cabina stessa.

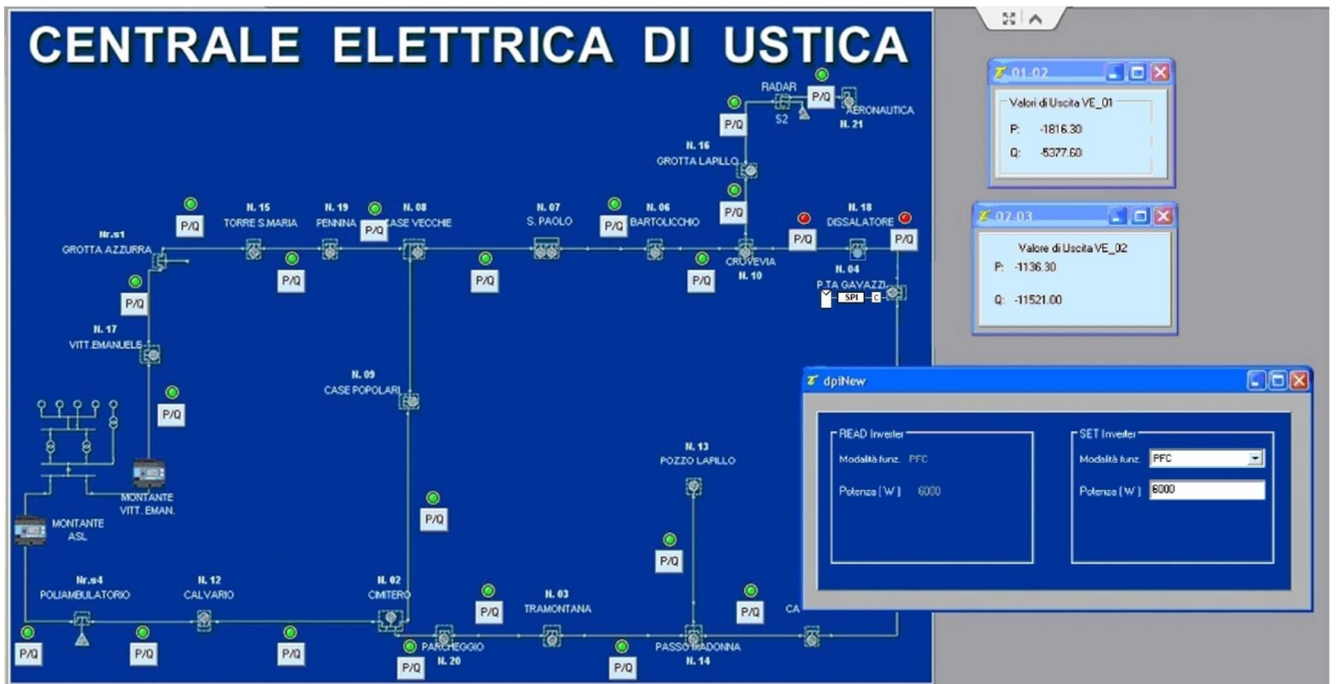


Figura 54

Il power analyzer installato in cabina sul lato BT, mostrato in Figura 55, ha misurato, infatti, una potenza negativa pari a 2,6 kW.

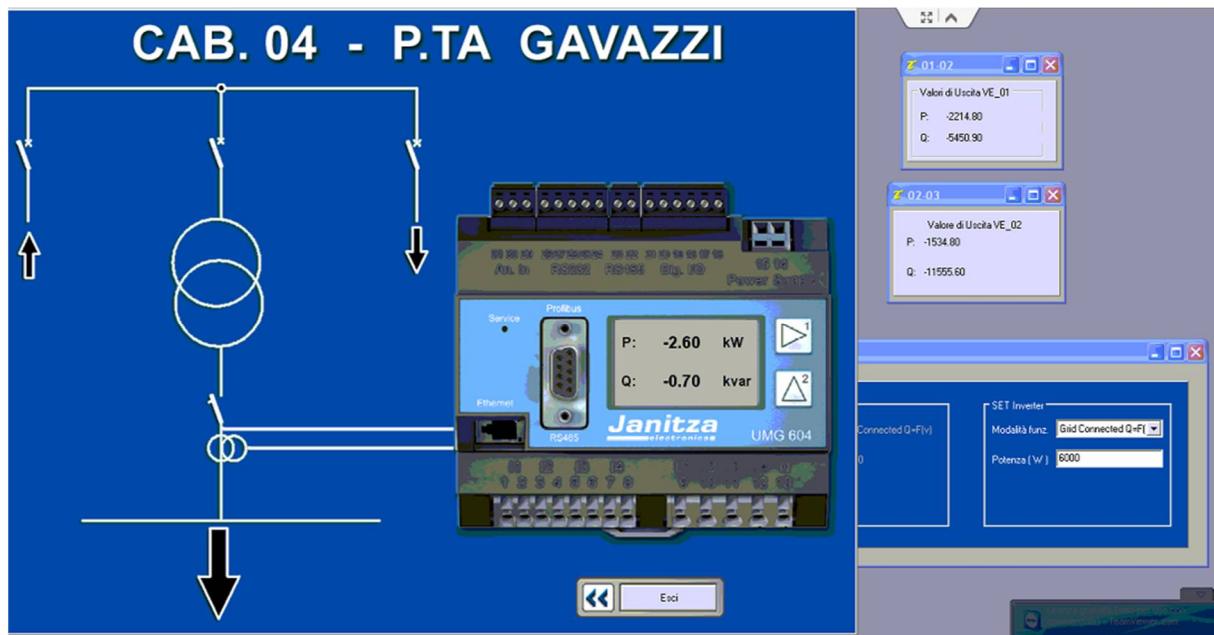


Figura 55

Si è poi selezionata la modalità Stand Alone, eseguendo quindi il teledistacco dell'impianto dalla rete per bloccare l'inversione di flusso in cabina secondaria.

Una volta distaccato l'impianto di produzione dalla rete, gli alerts dello scada sono tornati verdi (Figura 56) ad indicare l'assenza di inversione di flusso sulle linee afferenti alla cabina.

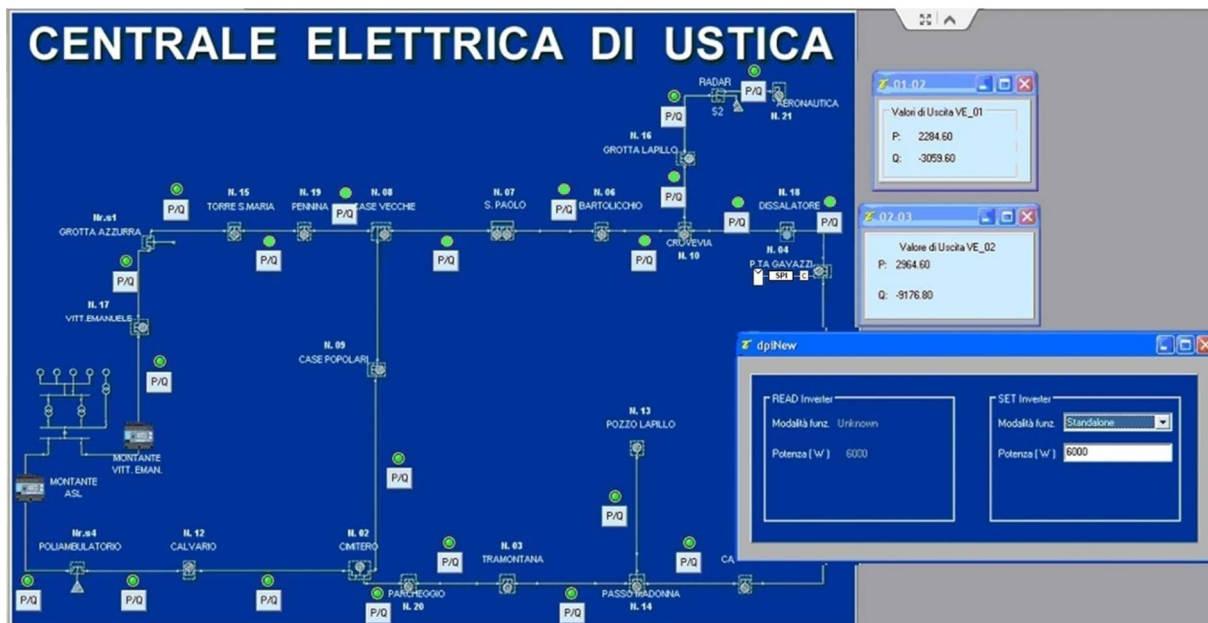


Figura 56

A conferma dell'assenza di inversione di flusso, il power analyzer posto all'uscita del trasformatore BT ha misurato una potenza assorbita dai carichi pari a 1,8 kW, come mostrato in Figura 57.

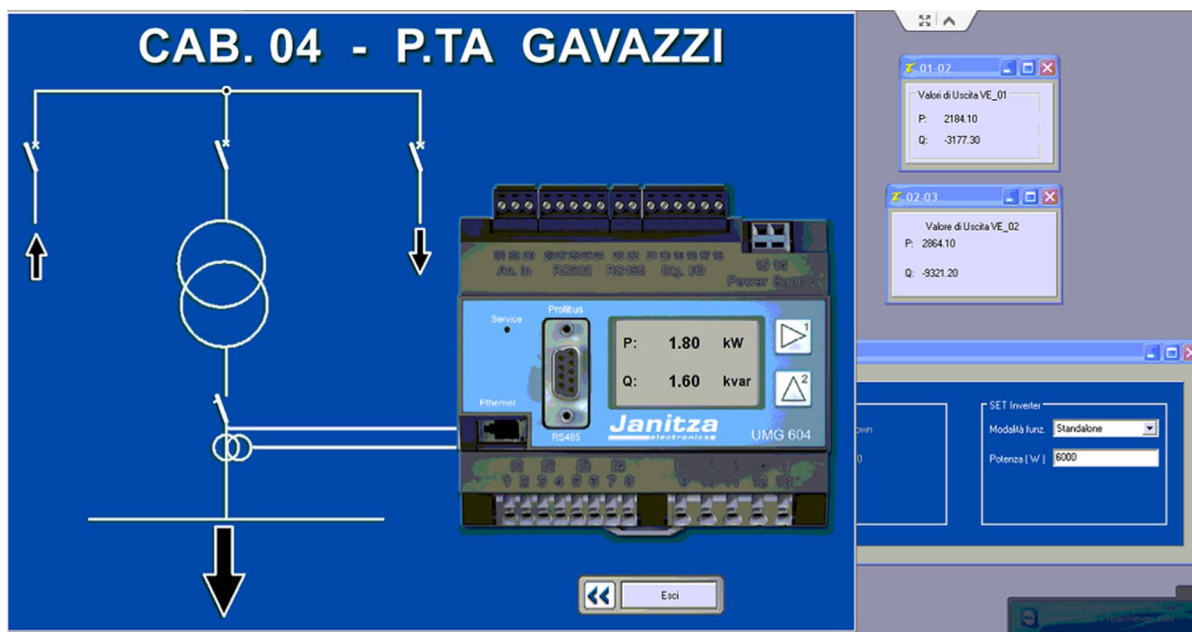


Figura 57

Sia lo SCADA che il sistema di comunicazione power line communication di supporto sono stati verificati in diverse linee bt sottese alla cabina P.ta Gavazzi ed in diverse condizioni di funzionamento dell'inverter mostrando il funzionamento atteso

Conclusioni

Si ritiene utile a conclusione della presente trattazione, sottolineare alcuni aspetti chiave descritti. L'attuale necessità di riduzione degli agenti inquinanti è strettamente legata ad una gestione moderna ed efficiente del sistema elettrico. Ad oggi tutte le maggiori aziende del settore elettrico stanno portando avanti provvedimenti atti a migliorare le reti elettriche per accogliere un sempre maggiore quantitativo di potenza generata da fonti rinnovabili. Come si è visto, le problematiche interessano diversi settori ingegneristici per scegliere software, hardware e logiche di controllo più adeguate allo sviluppo delle *Smart Grid*.

Tenuto conto della scarsa presenza di reti isolate rispetto a quelle interconnesse, si è approfondita la peculiarità di queste ultime per evidenziarne i problemi tipici e dare una soluzione innovativa, nell'ottica delle *Smart Grid*, che fosse ulteriormente implementabile e al passo con la normativa vigente (CEI 0-21). Si è, quindi, sviluppato sulla rete elettrica dell'isola di Ustica un sistema SCADA che prevedesse delle soluzioni ottimali da un punto di vista tecnico-economico, portando: allo sviluppo di un algoritmo semplicemente implementabile; all'utilizzo di dispositivi di misura del tipo *Power Quality Analyzer*, largamente disponibili in commercio e di facile installazione; all'installazione dei dispositivi di misura lato BT di tutte le cabine secondarie della rete elettrica, per avere un quadro generale dei parametri di rete il più possibile realistico e per evitare l'installazione di complesse e costose celle di misura complete di TA e TV sulle sbarre MT; all'installazione di una rete di comunicazione utilizzabile da diversi sistemi utili alla gestione della rete (Contatori elettronici, telecontrollo, sistema di monitoraggio, sistemi di protezione d'interfaccia della GD telecontrollabili). Tale sistema è stato installato e provato, sottoponendolo a diverse condizioni di funzionamento e attenzionando l'eventualità dell'inversione di flusso dalla BT verso la rete MT, ottenendo ottimi risultati che hanno validato quanto sviluppato. Quanto sopra descritto è stato affrontato nell'ambito del progetto REIPERSEI (*Reti Elettriche Intelligenti per la Penetrazione delle Energie Rinnovabili nei Sistemi Elettrici Isolati*, PO-FESR Sicilia 2007-2013, Misura 4.1.1.1). I risultati teorici e sperimentali ottenuti da questo dovrebbero consentire ai Distributori delle isole minori, partner del progetto stesso, di poter programmare un piano energetico dedicato per l'utilizzo delle fonti rinnovabili, potendo realizzare una rete elettrica intelligente pronta ad accogliere i nuovi impianti, con la conseguente riduzione delle emissioni di gas serra nonché dei costi e dei rischi ambientali legati al trasporto del gasolio.

Bibliografia

- [1] M. Delfanti, M. Merlo, A. Silvestri, M. Gallanti (2009). *Impatto della generazione diffusa sulle reti di distribuzione*. Relazione del progetto commissionato da Autorità per l'energia elettrica e il gas.
- [2] M. Delfanti, M. Merlo, A. Silvestri (2010). *Impatto della Generazione Diffusa sulle reti di distribuzione BT: esiti delle analisi su un campione ridotto*. Relazione del progetto commissionato da Autorità per l'energia elettrica e il gas.
- [3] F. De Mango, M. Liserre, A. Dell'Aquila, and A. Pigazo, "Overview of anti-islanding algorithms for PV systems. Part I: Passive methods," Proc. of Power Electronics and Motion Control Conference, 2006, pp.1878–1883.
- [4] F. De Mango, M. Liserre, A. Dell'Aquila, and A. Pigazo, "Overview of anti-islanding algorithms for PV systems. Part II: Active methods," Proc. of Power Electronics and Motion Control Conference, 2006, pp.1884–1889.
- [5] Etxegarai, P. Eguía, I. Zamora, "Analysis of Remote Islanding Detection Methods for Distributed Resources", International Conference on Renewable Energies and Power Quality, ICREPQ'11, 13-15 April, Las Palmas de Gran Canaria (Spain), 2011.
- [6] Stefano Bimbo, E. C. (2006). Sistemi SCADA, Supervisory control and data acquisition. APOGEO.
- [7] Fabio L. Bellifemine, C. B. (2009). Smart Grids: Energia e ICT. *Notiziario Tecnico Telecom Italia*(3).
- [8] Nuqui, R. F. (2001). *State Estimation and Voltage Security Monitoring Using Synchronized Phasor Measurements*. Tesi di dottorato, Faculty of the Virginia Polytechnic Institute and State University, Electrical Engineering, Blacksburg, Virginia.
- [9] K. E. Martin, D. H. (2008). Exploring the IEEE Standard C37.118–2005 Synchrophasors for Power Systems. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*, 1805-1811.
- [10] IEEE Power & Energy Society. (2011). IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems (IEEE Std C37.118.1™-2011).
- [11] Bei Xu, A. A. (2005). *Optimal Placement of Phasor Measurement Units for State Estimation*. PSERC Publication 05-58.
- [12] Stefano Bimbo, E. C. (2006). Sistemi SCADA, Supervisory control and data acquisition. APOGEO.
- [13] Fabio L. Bellifemine, C. B. (2009). Smart Grids: Energia e ICT. *Notiziario Tecnico Telecom Italia*(3).

- [14] Nuqui, R. F. (2001). *State Estimation and Voltage Security Monitoring Using Synchronized Phasor Measurements*. Tesi di dottorato, Faculty of the Virginia Polytechnic Institute and State University, Electrical Engineering, Blacksburg, Virginia.
- [15] K. E. Martin, D. H. (2008). Exploring the IEEE Standard C37.118–2005 Synchrophasors for Power Systems. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*, 1805-1811.
- [16] Bei Xu, A. A. (2005). *Optimal Placement of Phasor Measurement Units for State Estimation*. PSERC Publication 05-58.
- [17] IEEE Power & Energy Society. (2011). IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems (IEEE Std C37.118.1™-2011).
- [18] CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano). (04/1998). CEI 38-2 - Trasformatori di Tensione.
- [19] CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano). (07/2000). CEI 38-1 - Trasformatori di misura - Parte 1 : Trasformatori di corrente.
- [20] Antonio Cataliotti, Pierluca Russotto, Dario Di Cara, Giovanni Tinè (2012). "New Measurement Procedure for Load Flow Evaluation in Medium Voltage Smart Grids". I2MTC 2013. Minneapolis USA: IEEE.
- [21] Cataliotti, V. Cosentino, D. Di Cara, P. Russotto, G. Tinè, "On the use of Narrow Band Power Line as Communication Technology for Medium and Low Voltage Smart Grids" *IEEE I2MTC 2012*, Graz, Austria, May 13-16, 2012, pp. 619-23.
- [22] Kersting, William H., New Mexico State University. (2007). *Distribution System Modeling and Analysis*(pp. 323-344). Las Cruces, New Mexico: CRC Press.
- [23] CEI 0-21, "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica" (Reference technical rules for the connection of active and passive users to the LV electrical Utilities), CEI Standard, june 2012 (In Italian).