

**UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA**

Dipartimento di Ingegneria Elettrica

Scuola di Dottorato di Ricerca in Ingegneria Industriale

Indirizzo in Ingegneria Elettrotecnica

Ciclo XXI

# **IL CONTROLLO DELLE RETI ATTIVE DI DISTRIBUZIONE**

**Direttore della Scuola:** Prof. Paolo Francesco Bariani

**Supervisore:** Prof. Roberto Caldon

**Dottorando:** Fabio Bignucolo

31 gennaio 2009



---

*Al mio futuro  
e a chi mi farà compagnia nel viverlo*

---



---

# INDICE

<b>SOMMARIO .....</b>	<b>1</b>
<b>EXECUTIVE SUMMARY.....</b>	<b>3</b>
<b>INTRODUZIONE – LA GESTIONE DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE CON GENERAZIONE DISTRIBUITA.....</b>	<b>5</b>
LA GESTIONE ATTIVA DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE .....	6
<i>Il Distribution Management System .....</i>	9
<i>Modalità operative di un controllore attivo .....</i>	12
<i>Sistemi di comunicazione richiesti .....</i>	12
<b>STATE ESTIMATION APPLICATA ALLE RETI ATTIVE DI DISTRIBUZIONE ....</b>	<b>13</b>
STATE ESTIMATION NEI SISTEMI ELETTRICI DI POTENZA .....	13
<i>Caratteristiche di uno State Estimator .....</i>	14
FORMULAZIONE MATEMATICA DELLA WEIGHTED LEAST SQUARES STATE ESTIMATION .....	15
<i>Modelli dei componenti di rete e ipotesi fondamentali .....</i>	15
<i>Modellazione della rete .....</i>	15
<i>Maximum Likelihood Estimation.....</i>	16
<i>La funzione Gaussiana (Normale) di densità di probabilità .....</i>	17
<i>La funzione di verosimiglianza.....</i>	18
DISTRIBUTION STATE ESTIMATION .....	29
<i>Peculiarità dei sistemi di distribuzione .....</i>	29
<i>Pseudo-misure .....</i>	29
<i>Problemi di condizionamento della matrice G.....</i>	30
APPLICAZIONE DI ALGORITMI DI STATE ESTIMATION AD UNA RETE DI DISTRIBUZIONE CON ELEVATA PENETRAZIONE DI GD .....	31
<i>Descrizione del modello realizzato.....</i>	31
<i>Case study analizzato .....</i>	32
<i>Ipotesi di base delle simulazioni realizzate .....</i>	33
<i>Incidenza della precisione degli strumenti di misura sull'incertezza delle stime .....</i>	35
<i>Incidenza dell'indeterminatezza dei carichi sull'incertezza delle stime di tensione .....</i>	38
<i>Incidenza dell'indeterminatezza delle potenze generate da GD sull'incertezza delle stime di tensione.....</i>	41
<i>Incidenza del numero e della posizione delle misure di tensione sull'incertezza delle tensioni stimate .....</i>	43
<i>Valutazione della massima incertezza in relazione al numero e alla precisione delle misure di tensione.....</i>	47

<i>Analisi dei fattori di influenza dell'incertezza delle tensioni stimate</i> .....	48
TECNICHE DI LOAD MODELLING ED ELABORAZIONE DELLE PSEUDO-MISURE.....	49
<i>Tecniche di previsione del carico elettrico</i> .....	50
<i>Elaborazione di curve di carico giornaliero per specifiche classi d'utenza</i> .....	55
INTEGRAZIONE DI TECNICHE DI LOAD MODELLING NELL'ALGORITMO DI STATE ESTIMATION .....	57
<i>Potenza nominale dei carichi</i> .....	58
<i>Utilizzo di dati ricavati dalla fatturazione dell'energia</i> .....	59
<i>Load Model Factor</i> .....	59
<i>Load Profile</i> .....	61
<i>Valutazione della disponibilità di ulteriori misure di potenza</i> .....	62
VALUTAZIONE COMPARATIVA DEI RISULTATI OTTENUTI DA DIVERSE TECNICHE DI STATE ESTIMATION E LOAD MODELLING .....	64
<i>Metodologia di simulazione sviluppata</i> .....	64
<i>Moduli di Load Flow e di State Estimation</i> .....	65
<i>Scenari di funzionamento dello stimatore</i> .....	69
<i>Valutazione comparativa degli scenari di State Estimation</i> .....	71
<b>TECNICHE INNOVATIVE PER IL MONITORAGGIO DELLE RETI ATTIVE DI DISTRIBUZIONE .....</b>	<b>77</b>
TECNICA DISCRETE STEP COMMUNICATION PER L'AFFINAMENTO DELLA STATE ESTIMATION.....	78
<i>Discrete Step Communications</i> .....	79
<i>Procedura di verifica della tecnica sviluppata</i> .....	80
<i>Valutazione dell'ampiezza ammessa per le comunicazioni discrete</i> .....	82
<i>Risultati della procedura di validazione</i> .....	83
ALGORITMO PER L'ALLOCAZIONE OTTIMALE DELLE MISURE REMOTE DI TENSIONE .....	85
<i>Introduzione</i> .....	85
<i>Step 1: Parametrizzazione della rete nei calcoli di State Estimation</i> .....	86
<i>Step 2: Allocazione delle misure remote</i> .....	89
<i>Step 3: Caratterizzazione probabilistica delle allocazioni di misura ottenute</i> .....	92
<i>Implementazione del metodo proposto</i> .....	93
<b>LA REGOLAZIONE DELLA TENSIONE NELLE RETI ATTIVE DI DISTRIBUZIONE .....</b>	<b>99</b>
REGOLAZIONE DI TENSIONE: DEFINIZIONE DELLO STATO ATTUALE .....	99
<i>Il controllo del Variatore Sotto Carico in configurazione passiva</i> .....	101
OBIETTIVO DELLA REGOLAZIONE.....	102
STRATEGIE DI CONTROLLO DELLA TENSIONE IN PRESENZA DI GD .....	104
<i>Ottimizzazione del punto di allacciamento della GD</i> .....	104
<i>Controllo dei transiti reattivi tramite unità di compensazione</i> .....	105
<i>Controllo locale della tensione</i> .....	106
<i>Adeguamento o riconfigurazione della rete di distribuzione</i> .....	106
<i>Gestione della potenza attiva iniettata dalle unità GD</i> .....	107
<i>Controllo dei carichi</i> .....	108
<i>Utilizzo di autotrasformatori nelle linee di distribuzione</i> .....	108
<i>Aumento dell'induttanza della rete</i> .....	109
<i>Controllo attivo del variatore sotto carico in CP</i> .....	109
GESTIONE COORDINATA DEL VARIATORE SOTTO CARICO E DEI TRANSITI REATTIVI NELLA RETE DI DISTRIBUZIONE .....	110

<i>Architettura del controllore</i> .....	111
<i>Controllo del variatore sotto carico</i> .....	112
<i>Controllo dello scambio reattivo delle unità GD</i> .....	114
<i>Verifica del funzionamento su rete test semplificata</i> .....	115
<b>TECNICHE SPOT PRICING PER LA REGOLAZIONE DI RETI ATTIVE DI DISTRIBUZIONE</b> .....	<b>119</b>
IL PROBLEMA DI OTTIMIZZAZIONE DEL FUNZIONAMENTO DELLA RETE.....	119
<i>Formulazione del problema di ottimizzazione</i> .....	119
<i>Algoritmi evolutivi multi-obiettivo</i> .....	121
<i>Metodi iterativi</i> .....	122
<i>Analisi delle metodologie di ottimizzazioni presenti in letteratura</i> .....	124
TEORIA DEI PREZZI SPOT .....	125
<i>Formulazione matematica proposta in letteratura</i> .....	125
<i>Dispacciamento mono-sbarra e domanda dipendente dal prezzo</i> .....	127
<i>Componenti di prezzo e vincoli relativi alla generazione</i> .....	129
<i>Componenti di prezzo e vincoli relativi alla rete</i> .....	131
<i>Funzione obiettivo e definizione del lagrangiano</i> .....	132
<i>Formulazione e significato del prezzo nodale</i> .....	135
OTTIMIZZAZIONE TECNICO-ECONOMICA IN PRESENZA DI GD .....	136
<i>Teoria dei prezzi spot nelle reti di distribuzione</i> .....	137
<i>Algoritmo proposto per l'ottimizzazione delle reti attive di distribuzione</i> .....	139
<i>Calcolo dei flussi di potenza</i> .....	142
<i>Ottimizzazione del funzionamento della rete</i> .....	144
<i>Determinazione dei prezzi spot nelle reti attive di distribuzione</i> .....	151
APPLICAZIONE DELLA METODOLOGIA SVILUPPATA ALLA RETE DI RIFERIMENTO .....	154
<i>Ipotesi preliminari</i> .....	154
<i>Ottimizzazione vincolata al variare delle condizioni di rete</i> .....	157
<i>Impatto economico e gestionale dell'apertura dei vincoli di rete</i> .....	168
<i>Impatto economico e gestionale della predisposizione al funzionamento in isola</i> .....	176
<b>CONCLUSIONI</b> .....	<b>179</b>
<b>RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI</b> .....	<b>181</b>
<b>ELENCO DEGLI ACRONIMI UTILIZZATI</b> .....	<b>187</b>
<b>APPENDICE – RETI TEST</b> .....	<b>189</b>
RETE TEST 32 NODI .....	189
RETE TEST 46 NODI .....	192
RETE TEST 95 NODI .....	195





---

# INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 - Differenti livelli di integrazione attuabili in una logica DMS .....	9
Figura 2 - Struttura funzionale di un generico controllore DMS.....	10
Figura 3 - Distribuzione Gaussiana (Normale) di densità di probabilità.....	17
Figura 4 - Distribuzione Gaussiana normalizzata e relative percentuali di probabilità dei diversi intervalli di confidenza.....	18
Figura 5 - Definizione grafica di valore centrale ed incertezza .....	21
Figura 6 - Schema a blocchi dell' algoritmo WLS implementato .....	24
Figura 7 - Schema a $\pi$ delle linee.....	25
Figura 8 - Rete MT utilizzata per le simulazioni realizzata in DIGSILENT PowerFactory® .....	33
Figura 9 - Rappresentazione grafica del posizionamento delle misure nella rete .....	37
Figura 10 - Incertezza della tensione stimata in ogni nodo per classi diverse di precisione degli strumenti di misura della tensione stessa – Feeder 1 .....	37
Figura 11 - Incertezza della tensione stimata in ogni nodo per classi diverse di precisione degli strumenti di misura della tensione stessa – Feeder 2 .....	38
Figura 12 - Rappresentazione grafica del posizionamento delle misure nella rete.....	39
Figura 13 - Incertezza della tensione stimata in ogni nodo per livelli diversi di indeterminatezza dei carichi – Feeder 1 .....	40
Figura 14 - Incertezza della tensione stimata in ogni nodo per livelli diversi di indeterminatezza dei carichi – Feeder 2 .....	40
Figura 15 - Incidenza dell'incertezza delle potenze generate, in 3 casi diversi, sull'incertezza della tensione stimata in ogni nodo – Feeder 1 .....	42
Figura 16 - Incidenza dell'incertezza delle potenze generate, in 3 casi diversi, sull'incertezza della tensione stimata in ogni nodo – Feeder 2.....	42
Figura 17 - Incertezza delle tensioni stimate per ogni nodo in funzione di diverse collocazioni dei nodi di misura della tensione stessa – Feeder 1 .....	45
Figura 18 - Rappresentazione grafica del posizionamento delle misure nel feeder 1 .....	45
Figura 19 - Incertezza delle tensioni stimate per ogni nodo in funzione di diverse collocazioni dei nodi di misura della tensione stessa – Feeder 2 .....	46
Figura 20 - Rappresentazione grafica del posizionamento delle misure nel feeder 2 .....	47

Figura 21 - Massima incertezza delle tensioni stimate osservata in rete in funzione del numero di misure di tensione utilizzate e della relativa precisione - Feeder 1.....	47
Figura 22 - Massima incertezza delle tensioni stimate osservata in rete in funzione del numero di misure di tensione utilizzate e della relativa precisione Feeder 2.....	48
Figura 23 - Rappresentazione schematica dell'ambito di approfondimento.....	50
Figura 24 - Esempio di rete neurale feed forward .....	54
Figura 25 - Esempio di curva di carico normalizzata per specifica classe d'utenza.....	60
Figura 26 - Esempio di curva di carico normalizzata per specifica classe d'utenza.....	61
Figura 27 - Configurazioni con una misura di potenza (a) o con più misure di potenza lungo il feeder (b).....	62
Figura 28 - Struttura concettuale della simulazione realizzata.....	64
Figura 29 - Rappresentazione dei profili di carico utilizzati nel modello costruito.....	66
Figura 30 - Rappresentazione di alcuni andamenti "reali" della potenza assorbita dai carichi.....	66
Figura 31 - Collocazione nella rete delle diverse tipologie di unità GD considerate.....	67
Figura 32 - Diagrammi di generazione utilizzati nel modello .....	68
Figura 33 - Andamento temporale della tensione stimata a confronto con la "reale" tensione calcolata con LF - Nodi N13 e N17 appartenenti al feeder 1 .....	72
Figura 34 - Andamento temporale della tensione stimata a confronto con la "reale" tensione calcolata con LF - Nodi M10 e M15 appartenenti al feeder 2.....	72
Figura 35 - Andamento temporale degli errori commessi dagli stimatori - Nodi N13 e N17 appartenenti al feeder 1 .....	73
Figura 36 - Andamento temporale degli errori commessi dagli stimatori - Nodi M10 e M15 appartenenti al feeder 2 .....	73
Figura 37 - Massima incertezza percentuale riscontrata in rete .....	73
Figura 38 - Massima incertezza percentuale che si presenta per ogni nodo nell'intero arco della giornata nel feeder 1 e nel feeder 2.....	74
Figura 39 - Potenza assorbita dai carichi equivalenti connessi al nodo N15 e al nodo M9 secondo le diverse caratterizzazioni adottate nei tre stimatori .....	75
Figura 40 - Profili di tensione e incertezza per il feeder 1 per i tre casi di SE relativi alle ore 03.00 e alle ore 11.00 .....	75
Figura 41 - Profili di tensione e incertezza per il feeder 2 per i tre casi di SE relativi alle ore 03.00 e alle ore 11.00 .....	76
Figura 42 - Andamento della tensione "reale" calcolata tramite LF a confronto con la banda di incertezza ottenuta mediante SE 3 per il nodo N17 e il nodo M10 .....	76
Figura 43 - Metodologie sviluppate per il contenimento dell'incertezza sulla stima delle condizioni operative della rete .....	78
Figura 44 - Modalità di invio dei segnali DSC.....	80
Figura 45 - Schematizzazione della procedura di valutazione sviluppata.....	81

Figura 46 - Schema unifilare della rete test di riferimento .....	81
Figura 47 - Metodologia di scelta ottimale dell'ampiezza della variazione ammessa per le potenze generate dalle unità GD.....	83
Figura 48 - Verifica della corrispondenza tra valore vero di una tensione di rete e relativo intervallo di confidenza .....	83
Figura 49 - Miglioramento dell'accuratezza delle stime conseguenti all'adozione della tecnica Discrete Step Communication.....	84
Figura 50 - Procedura sviluppata per l'inserimento ottimizzato di misure aggiuntive di tensione	90
Figura 51 - Rappresentazione schematica dell'algoritmo genetico implementato per la minimizzazione della funzione obiettivo .....	92
Figura 52 - Modello di rete implementato nella procedura .....	94
Figura 53 - Correlazione tra massimo momento delle varianze e massima incertezza in un sistema di distribuzione .....	95
Figura 54 - Confronto tra profilo di incertezze e profilo di momento delle varianze per un feeder di distribuzione .....	95
Figura 55 - Risultato grafico della procedura di allocazione ottimale delle misure remote di tensione .....	97
Figura 56 - Impatto dell'incertezza delle tensioni stimate sull'intervallo utile per il controllo di tensione .....	103
Figura 57 - Schema a blocchi dell'architettura del controllore .....	112
Figura 58 - Schema di controllo del VSC.....	113
Figura 59 - Schema operativo per la determinazione del riferimento angolare ottimo sull'i-esimo feeder.....	114
Figura 60 - Andamento di alcune tensioni della rete di distribuzione controllata con metodologie tradizionali di regolazione della tensione .....	116
Figura 61 - Andamento di alcune tensioni della rete di distribuzione regolata con controllo coordinato di VSC e richieste reattive delle unità GD.....	117
Figura 62 - Modellazione semplificata mono-sbarra.....	127
Figura 63 - Rappresentazione equivalente di un nodo della rete .....	137
Figura 64 - Caduta di tensione valutata nel piano P-Q.....	138
Figura 65 - Caduta di tensione valutata nel piano P-Q al variare delle caratteristiche delle linee e della tensione nominale della rete .....	139
Figura 66 - Schema a blocchi dell'algoritmo di ottimizzazione implementato .....	140
Figura 67 - Modello del trasformatore a rapporto variabile con tap changer al primario.....	143
Figura 68 - Modello del trasformatore a rapporto variabile con tap changer al secondario.....	143
Figura 69 - Schema unifilare della rete test di riferimento .....	154
Figura 70 - Profili di tensione con rete passiva, feeder D1.....	158
Figura 71 - Profili di tensione con rete passiva, feeder D2.....	158

Figura 72 - Andamento dei prezzi spot dell'energia attiva con rete passiva, feeder D1 .....	159
Figura 73 - Andamento dei prezzi spot dell'energia attiva con rete passiva, feeder D2 .....	159
Figura 74 - Profili di tensione relativi al feeder D1 con feeder D1 attivo e feeder D2 passivo...	160
Figura 75 - Profili di tensione relativi al feeder D2 con feeder D1 attivo e feeder D2 passivo...	160
Figura 76 - Grado di carico delle linee con feeder D1 attivo e feeder D2 passivo .....	161
Figura 77 - Andamento dei prezzi spot dell'energia attiva con feeder D1 attivo e feeder D2 passivo.....	162
Figura 78 - Andamento dei prezzi spot dell'energia reattiva con feeder D1 attivo e feeder D2 passivo.....	163
Figura 79 - Profili di tensione relativi al feeder D1 con feeder D1 passivo e feeder D2 attivo...	163
Figura 80 - Profili di tensione relativi al feeder D2 con feeder D1 passivo e feeder D2 attivo...	164
Figura 81 - Andamento dei prezzi spot dell'energia attiva con feeder D1 passivo e feeder D2 attivo.....	165
Figura 82 - Andamento dei prezzi spot dell'energia reattiva con feeder D1 passivo e feeder D2 attivo.....	165
Figura 83 - Profili di tensione con rete attiva, feeder D1 .....	166
Figura 84 - Profili di tensione con rete attiva, feeder D2 .....	166
Figura 85 - Grado di carico delle linee con rete completamente attiva .....	166
Figura 86 - Andamento dei prezzi spot dell'energia attiva con rete completamente attiva, feeder D1 .....	168
Figura 87 - Andamento dei prezzi spot dell'energia attiva con rete completamente attiva, feeder D1 .....	168
Figura 88 - Andamento del SC complessivo al variare dei vincoli sulle tensioni e del livello di penetrazione della GD connessa .....	172
Figura 89 - Andamento del social cost al variare del vincolo sulla caricabilità delle linee .....	174
Figura 90 - Andamento del social cost al variare dei vincoli sulle tensioni e sulla caricabilità delle linee .....	175
Figura 91 – Rappresentazione tridimensionale dell'andamento del social cost al variare dei vincoli sulle tensioni e sulla caricabilità delle linee .....	175
Figura 92 - Andamento del SC al variare del vincolo sulla massima potenza attiva scambiabile	177
Figura 93 - Schema unifilare della rete test di riferimento a 32 nodi .....	189
Figura 94 - Schema unifilare della rete test di riferimento a 46 nodi .....	192
Figura 95 - Schema unifilare della rete test di riferimento a 95 nodi .....	195

---

# INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 - Caratteristiche tendenziali delle future reti attive di distribuzione .....	8
Tabella 2 - Valori di riferimento della potenza generata delle unità GD.....	35
Tabella 3 - Ipotesi considerate nella simulazione .....	35
Tabella 4 - Caratterizzazione delle misure nella simulazione.....	36
Tabella 5 - Ipotesi considerate nella simulazione .....	38
Tabella 6 - Caratterizzazione delle misure nella simulazione.....	39
Tabella 7 - Caratteristiche principali dei rami terminali del feeder 2.....	41
Tabella 8 - Ipotesi considerate nella simulazione .....	41
Tabella 9 – Scenari sviluppati nella simulazione.....	42
Tabella 10 - Ipotesi considerate nella simulazione .....	43
Tabella 11 - Possibili formulazioni per la caratterizzazioni del carico in presenza di misurazioni di flussi di potenza lungo le linee di distribuzione.....	63
Tabella 12 - Informazioni riguardanti le misure utilizzate nella simulazione .....	69
Tabella 13 - Caratteristiche di carichi e generatori nei tre scenari di simulazione presentati.....	69
Tabella 14 - Principali caratteristiche della rete test semplificata usata per la procedura di valutazione implementata .....	82
Tabella 15 - Suddivisione delle comunicazioni DSC in funzione della tipologia di generazione...	84
Tabella 16 - Livelli analizzati di penetrazione della GD connessa alla rete .....	94
Tabella 17 - Condizioni operative prese in esame.....	96
Tabella 18 - Allocazioni ottimali individuate dall’algoritmo proposto .....	96
Tabella 19 - Eventi di rete modellati nella simulazione riportata.....	115
Tabella 20 – Nomenclatura utilizzata per i moltiplicatori.....	151
Tabella 21 - Parametri chilometrici delle linee adottate per la modellazione della rete .....	155
Tabella 22 - Taglie, set-point iniziali e limiti operativi degli impianti GD.....	156
Tabella 23 - Tecnologie produttive e prezzi d’offerta dei generatori distribuiti .....	156
Tabella 24 - Risultati dell’ottimizzazione nel caso di rete passiva.....	158
Tabella 25 - Risultati dell’ottimizzazione nel caso di rete con feeder D1 attivo e feeder D2 passivo .....	162

Tabella 26 - Punti di lavoro delle unità GD nel caso di rete con feeder D1 attivo e feeder D2 passivo.....	162
Tabella 27 - Risultati dell'ottimizzazione nel caso di rete con feeder D1 passivo e feeder D2 attivo .....	164
Tabella 28 - Punti di lavoro delle unità GD nel caso di rete con feeder D1 passivo e feeder D2 attivo .....	164
Tabella 29 - Risultati dell'ottimizzazione nel caso di rete con feeder D1 passivo e feeder D2 attivo .....	167
Tabella 30 - Punti di lavoro delle unità GD nel caso di rete con feeder D1 passivo e feeder D2 attivo .....	167
Tabella 31 - Risultati conseguibili al variare dei vincoli di tensione, caso di rete passiva.....	169
Tabella 32 - Sintesi dei risultati conseguibili al variare dei vincoli di tensione, caso di rete passiva .....	169
Tabella 33 - Risultati conseguibili al variare dei vincoli di tensione, caso di rete con feeder D1 attivo e feeder D2 passivo .....	170
Tabella 34 - Sintesi dei risultati conseguibili al variare dei vincoli di tensione, caso di rete con feeder D1 attivo e feeder D2 passivo .....	170
Tabella 35 - Risultati conseguibili al variare dei vincoli di tensione, caso di rete completamente attiva .....	171
Tabella 36 - Sintesi dei risultati conseguibili al variare dei vincoli di tensione, caso di rete completamente attiva .....	171
Tabella 37 - Risultati conseguibili al variare dei vincoli di caricabilità, caso di rete completamente attiva .....	173
Tabella 38 - Sintesi dei risultati conseguibili al variare dei vincoli di caricabilità, caso di rete completamente attiva .....	173
Tabella 39 - Sintesi dei risultati conseguibili al variare dei vincoli di tensione e caricabilità delle linee, caso di rete completamente attiva.....	174
Tabella 40 - Sintesi dei risultati conseguibili al variare del vincolo sulla massima potenza attiva scambiabile, caso di rete completamente attiva.....	177
Tabella 41 - Dati salienti delle utenze attive e passive connesse alla rete a 32 nodi .....	190
Tabella 42 - Dati salienti della Cabina Primaria della rete a 32 nodi.....	190
Tabella 43 - Dati salienti delle linee della rete a 32 nodi.....	191
Tabella 44 - Dati salienti delle utenze attive e passive connesse alla rete a 46 nodi .....	193
Tabella 45 - Dati salienti della Cabina Primaria della rete a 46 nodi.....	193
Tabella 46 - Dati salienti delle linee della rete a 46 nodi.....	194
Tabella 47 - Dati salienti delle utenze attive e passive connesse alla rete a 95 nodi .....	196
Tabella 48 - Dati salienti della Cabina Primaria della rete a 95 nodi.....	197
Tabella 49 - Dati salienti delle linee della rete a 95 nodi.....	198

---

# SOMMARIO

All'interno del panorama energetico nazionale e internazionale è in corso un graduale mutamento della strategia di gestione del sistema elettrico. La tendenza avviata conduce ad una progressiva decentralizzazione della produzione, che tende ad essere allocata in impianti di taglia medio-piccola posti in prossimità dei carichi e allacciati alle reti di distribuzione in Media Tensione (MT) e Bassa Tensione (BT).

In questo contesto, la Generazione Distribuita (GD) è una delle realtà impiantistiche emergenti, in quanto prospetta notevoli vantaggi e possibilità, legati in particolare alla capacità di sfruttamento di risorse sparse sul territorio, sia di tipo rinnovabile che a fonte tradizionale (a limitato impatto ambientale), per lo più realizzate in assetto cogenerativo [1][2].

Tuttavia, l'aumento della penetrazione di GD nelle attuali reti di distribuzione introduce alcune inevitabili implicazioni nelle modalità di esercizio delle reti stesse. L'attuale criterio di allacciamento e gestione, infatti, comporterebbe necessariamente pesanti limitazioni alla potenza iniettabile oppure ingenti investimenti per un completo ammodernamento della rete.

Si rende dunque necessaria l'adozione di nuove tecniche di controllo e gestione della rete di distribuzione finalizzate a massimizzare la penetrazione di GD garantendo contestualmente standard adeguati in termini di affidabilità, sicurezza e qualità del servizio di connessione e di fornitura dell'energia elettrica. La rete di distribuzione, inizialmente pensata e attualmente esercita per un esercizio puramente passivo, dovrà quindi trasformarsi gradualmente in un sistema intelligente (smart), affidabile, sostenibile ed economico [3].

Le principali problematiche che si riscontrano nella realizzazione di una gestione attiva della rete di distribuzione in presenza di GD sono rappresentate dalla necessità di controllare la tensione ad ogni nodo, di verificare il funzionamento degli impianti di rete e di utenza, di adottare nuove modalità di protezione operanti anche in presenza di bidirezionalità nei flussi di potenza e nei contributi alle correnti di guasto e infine di monitorare gli impianti connessi al sistema di distribuzione, in particolar modo le unità GD. Per raggiungere tali obiettivi sono necessarie strategie di monitoraggio e gestione delle risorse distribuite, al fine di massimizzare i benefici al sistema introdotti dall'allacciamento di impianti GD e allo stesso tempo minimizzare le problematiche conseguenti alla aleatorietà del comportamento delle utenza attive e passive connesse.

Poiché il corretto monitoraggio delle condizioni operative della rete sarà probabilmente onere del distributore, tale soggetto dovrà adottare strumenti in grado di garantire un maggiore livello di accuratezza nella stima dei parametri fondamentali associati ai diversi impianti del sistema. Sono proposte due soluzioni, sviluppabili in modo alternativo o integrato, basate sull'utilizzo di tecniche di modellazione del carico, di comunicazioni discrete da parte delle unità di produzione e di misurazioni on-line ottimamente allocate provenienti dal campo. Al contempo, sono state sviluppate due strategie per la supervisione e la gestione delle reti: la prima, applicabile sul medio-

breve periodo, si basa sull'invio di set-point agli impianti al fine di massimizzare la produzione iniettabile in rete e ottimizzare al contempo la regolazione della tensione e la compensazione locale degli scambi reattivi; la seconda, incentrata in un'ottica di medio-lungo periodo, basata sull'ottimizzazione del comportamento delle utenze attive e passive che vengono rese sensibili ad un segnale di prezzo nodale a mezzo di meccanismi di mercato locale, con la possibilità di esercire e auto sostenere in isola porzioni del sistema di distribuzione.



---

# EXECUTIVE SUMMARY

Within the energy landscape, both in the national and international context, a drastic revolution in the electrical power system management strategy is in progress. The ongoing trend leads to a gradual decentralization of energy production, which tends to be allocated close to the load in medium or small scale plants connected to Medium Voltage (MV) and Low Voltage (LV) distribution networks.

In this perspective, the Distributed Generation (DG) is one of the emerging technologies, presenting significant benefits in particular related to the ability to exploit locally available energy resources like renewables or cogeneration [1][2].

However, an increased penetration of DG plants in present distribution networks introduces some unavoidable implications in the way the networks are nowadays operated. The current connection and management methods, in fact, may induce heavy restrictions on the generable power or significant investments finalized to a complete modernization of the network.

Increasing the DG penetration level, distributors necessary need to adopt new techniques for an appropriate control and regulation of the distribution systems, in order to maximize the DG penetration and simultaneously ensure adequate standards in terms of reliability, safety and quality of supply. The distribution networks, initially thought and now performed for a purely passive use, will be gradually translated into intelligent (smart), reliable, sustainable and economic systems [3].

New operational strategies based on an active management of distribution networks are called to face and solve some structural problems induced by local generators, for example the voltage monitoring and regulation at each node both through set point references and price signals, the network and users controllability in normal, emergency and fault conditions and the protection effectiveness in presence of bidirectional power flow. In this context, new procedures and algorithms able to achieve these objectives, maximizing the system benefits introduced by DG plant connection and minimizing the problems resulting from the randomness of the active and passive users behavior, have been developed.

Since the achievement of a proper monitoring of the network operational state will probably be a distributor cost, innovative tools to ensure a greater level of accuracy in the estimation of parameters associated with different plants on the system are required. Two solutions are developed to be used in alternative or integrated way, basing on load modeling, discrete communications from remote generation units and on-line voltage measurements optimally allocated into the field.

At the same time, two strategies for the management of active distribution networks have been developed. The first, applicable in a short-term prospect, is based on a set point remote regulation activated on DGs in order to maximize their active power injections and at the same time to optimize the voltage regulation and the local compensation of reactive exchanges, aiming

to achieve a global reduction of distribution losses. The latter, focused on a medium-long perspective, is based on a transparent computation of a price signal in a local active and reactive energy market, aimed to obtain a technical and economic optimization of the behaviors of active and passive price sensitive users. Island operation and economic evaluations of network reinforcement and regulation costs are obtainable implementing the developed tools.

---

# INTRODUZIONE – LA GESTIONE DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE CON GENERAZIONE DISTRIBUITA

All'interno del panorama elettrico nazionale e internazionale, soprattutto in contesti caratterizzati da una elevata densità abitativa o industriale, è in corso un mutamento della strategia di gestione del sistema elettrico che si indirizza verso una decentralizzazione della produzione, la quale tende ad essere allocata in impianti di taglia medio-piccola che possono essere quindi allacciati ad un livello medio di tensione.

Tale processo di accorciamento del cammino medio dell'energia dal punto di generazione a quello di fornitura alle utenze è il risultato di molteplici fattori, parzialmente interdipendenti tra loro, che hanno favorito l'emergere della Generazione Distribuita (GD) [4]. Un contributo importante è stato fornito dalla liberalizzazione del mercato elettrico che ha avviato processi di ridefinizione delle strategie di pianificazione e gestione delle reti, col conseguente abbandono della tradizionale logica monopolistica a sviluppo verticale verso innovative strutture orizzontali basate su leggi di mercato e libera concorrenza. La definizione di nuove regole di approvvigionamento dell'energia comporta necessariamente la mutazione dei rapporti operativi e di gestione degli impianti utilizzatori e delle unità di generazione, che andranno interfacciate in modo armonico con la rete di distribuzione che continuerà a fornire il servizio di connessione.

L'aumento della penetrazione di impianti di GD, intesi come punti di immissione di potenza non pianificati né dispacciati centralmente e caratterizzati da una taglia inferiore a 10 MVA, comporterà necessariamente l'adozione di tecniche di controllo delle condizioni operative della rete che possono integrare anche una parziale regolazione di tali unità di produzione, in quanto la loro completa indipendenza di funzionamento comporterebbe necessariamente pesanti limitazioni alla potenza iniettabile lungo le linee MT oppure ingenti investimenti per un completo ammodernamento della rete. Viceversa, la disponibilità degli impianti GD o di parte di essi ad un controllo locale o centralizzato da parte del gestore della rete di distribuzione consente uno sfruttamento a valore aggiunto di tali unità, la cui erogazione può essere ottimizzata al fine di garantire la sicurezza di rete, aumentare la taglia complessiva della GD allacciabile e garantire al contempo i necessari requisiti di qualità della fornitura alle utenze.

Allo stato attuale, le reti di distribuzione sono realizzate secondo canoni progettuali derivanti dall'esperienza maturata in sistemi di tipo passivo, contraddistinti da flussi di potenza unidirezionali dal livello di tensione superiore verso la periferia della rete. Alcune delle esigenze che i distributori devono affrontare sono:

- garantire la tenuta dei componenti di rete alle correnti di corto circuito;

- assicurare agli impianti allacciati un elevato indice di qualità del servizio (continuità dell'allacciamento e della fornitura, livello di tensione, power quality, ecc.);
- assecondare e rispettare gli specifici vincoli ambientali;
- perseguire il criterio di “massima economicità”, valutato sia in termini di costo iniziale di investimento che di costi di esercizio (perdite attive, manutenzione della rete, ecc.).

D'altro canto, l'introduzione di una elevata penetrazione di GD nelle reti di distribuzione può indurre alcune problematiche nella gestione del sistema di distribuzione, che possono essere riassunte in tre macrocategorie:

- aumento dei livelli di corrente di cortocircuito e in generale delle sollecitazioni sui componenti di rete (conduttori, organi di manovra, trasformatori);
- alterazioni nelle procedure di intervento e coordinamento delle protezioni, che sono attualmente basate sull'ipotesi di configurazione radiale e passiva della rete e che considerano flussi di potenza esclusivamente unidirezionali;
- alterazione delle condizioni di lavoro del sistema di distribuzione, con conseguenti problematiche legate alla osservabilità e accuratezza nella stima dello stato di funzionamento della rete, alla regolazione dei profili di tensione, alla limitazione delle congestioni e alle performance di fornitura del servizio di connessione alle utenze attive e passive (power quality).

Il lavoro di ricerca svolto è stato indirizzato in modo specifico all'ultima delle problematiche individuate. L'identificazione preliminare delle architetture di monitoraggio e regolazione del funzionamento della rete è stata dedotta principalmente dalla letteratura tecnica sviluppata nell'ambito dello sviluppo dei sistemi di distribuzione. Sono state successivamente avanzati degli approcci teorici e applicativi finalizzati alla corretta ed accurata stima dello stato di funzionamento della rete e alla identificazione di procedure standardizzate per la regolazione del comportamento della rete di distribuzione, sia a mezzo di segnali di set-point per l'ottimizzazione della gestione delle unità GD che basandosi sulla creazione di mercati locali dedicati per la regolamentazione delle immissioni e dei prelievi di energia.

## **LA GESTIONE ATTIVA DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE**

L'approccio finora condotto identifica la necessità di una gestione attiva della rete di distribuzione al fine di garantire i necessari requisiti di allacciabilità e regolazione dei parametri fondamentali di funzionamento della rete elettrica di distribuzione, soprattutto in caso di una massiccia inserzione della generazione distribuita. La gestione dei profili di tensione lungo le linee di distribuzione è solo una delle problematiche che una gestione centralizzata e intelligente della rete consente di risolvere. Infatti, l'installazione di controllori dell'intero regime di funzionamento della rete consente di monitorare le condizioni di possibile corto circuito risolvendo problematiche di intervento delle protezioni (legate ai livelli di corrente di cortocircuito, agli aspetti della selettività e all'identificazione e isolamento rapido della sezione di rete interessata da guasto), controllando i parametri di qualità del servizio di distribuzione (power quality, compensazione delle armoniche, ecc.) e consentendo regimi di funzionamento innovativi della rete (ad esempio l'operatività in isola di porzioni del sistema di distribuzione).

Una gestione attiva della rete di distribuzione consente di massimizzare quindi il livello di penetrazione di GD allacciabile, limitando al contempo i costi di gestione sia degli impianti (che potrebbero non aver garantita l'allacciabilità in alcune condizioni di funzionamento) che della rete (da una parte, legati a possibili minimizzazioni delle perdite di distribuzione, dall'altro, conseguenti alla limitazione e/o al differimento temporale degli investimenti di potenziamento del sistema).

Le logiche di controllo attivo della rete di distribuzione con GD potranno presentare diverse filosofie che possono essere differenziate a seconda di:

- necessità di rilevamento di stati e misure remote rispetto all'ubicazione fisica del controllore di rete, che verosimilmente potrebbe essere posizionato in Cabina Primaria (CP). Al fine di aumentare l'osservabilità e la attendibilità della conoscenza delle condizioni operative della rete, possono essere richieste sia misure on-line (misurazioni dei livelli di tensione, dei flussi di potenza o dei parametri di power quality) che informazioni a chiamata (ad esempio la comunicazione degli stati della rete e delle protezioni). In generale, un controllore può essere classificato come "a monitoraggio locale" quando agisce su grandezze locali senza beneficiare di alcuna indicazione remota proveniente dal restante sistema in cui il componente elettrico si inserisce. In alternativa, un controllore si può definire "con sensibilità sul campo" quando fa uso di indicazioni remote (misurazioni, tarature e informazioni aggiuntive sui componenti). Diversi livelli di integrazione sono ammissibili, in relazione al numero, alla tipologia e alla qualità delle misurazioni remote coinvolte;
- tipologia delle azioni intraprese dal controllore. L'attuazione di una gestione attiva della rete di distribuzione comporta il possibile intervento del controllore su molteplici impianti, che possono essere fisicamente allocati sia in CP che lungo le linee di distribuzione. Sarà interessante valutare, in particolare, l'integrazione delle unità di generazione all'interno degli algoritmi di gestione intelligente delle condizioni operative della rete di distribuzione. È possibile classificare un controllore come "ad azione locale" quando agisce direttamente solo su dispositivi installati in prossimità di esso, senza quindi richiedere l'installazione di dispositivi di telecomunicazione per l'invio di comandi remoti. Sono considerabili come dispositivi installati in prossimità del controllore tutti gli organi di manovra e regolazione raggiungibili con reti interne di comunicazione dedicate con portata limitata a qualche decina di metri. Viceversa, sono caratterizzati come controllori "a controllo remoto" quelle metodologie di gestione della rete che prevedano l'intervento in regolazione remota di dispositivi non installati nelle vicinanze dell'ubicazione fisica del controllore stesso e che richiedono, di conseguenza, l'installazione di canali di comunicazione atti a trasmettere i segnali di comando dal controllore alle unità controllate;
- numero di soggetti coinvolti nella gestione della rete. Intuitivamente, i più alti livelli di penetrazione di GD allacciata ai sistemi di distribuzione si potranno ottenere solo sfruttando il controllo di molteplici dispositivi presenti all'interno della rete (VSC, unità GD, carichi, compensatori di potenza reattiva, STATCOM, ecc.). Il livello di integrazione e coordinamento degli interventi dei singoli dispositivi sarà un parametro chiave nella valutazione delle potenzialità di connessione di una specifica rete. Da questo punto di vista, quindi, è possibile categorizzare i sistemi di controllo come "indipendenti" quando agiscono prelevando segnali operativi dalla rete (misurazioni di tensione/corrente/potenza, stati degli interruttori) ma non conoscendo lo stato specifico di funzionamento degli altri impianti coinvolti nella gestione attiva della rete. Viceversa, sarà possibile classificare come "coordinati" quei controllori agenti in maniera integrata su molteplici impianti al fine di conseguire l'obiettivo della regolazione.

In via teorica, possono coesistere tutte le combinazioni delle precedenti classificazioni. Nella realtà, alcune ipotesi devono essere ritenute poco verosimili, soprattutto perché una azione di regolazione locale può richiedere la fornitura di segnali dal campo (al fine di avere una ridondanza nella conoscenza dello stato operativo della rete evitando funzionamenti inopportuni qualora la GD influenzasse in maniera determinante le misure effettuabili localmente), mentre il controllo di dispositivi remoti può essere difficilmente implementabile con esclusive misure locali.

**Tabella 1 - Caratteristiche tendenziali delle future reti attive di distribuzione**

RETI ATTUALI (esercizio passivo)	RETI FUTURE (smart grids)
Soluzioni ad hoc richieste per l'allacciamento delle utenze (carichi e unità di generazione)	Allacciamento plug&play (Sistemi di distribuzione predisposti per l'integrazione delle utenze)
Differenti standard per i dispositivi di potenza e le apparecchiature di telecomunicazione	Standard comuni
Comunicazioni limitate e mono-direzionali	Comunicazioni diffuse e bi-direzionali
Sistemi parzialmente analogici	Sistemi digitali integrati
Monitoraggio limitato della rete	Misure e sensori integrati in tutti i dispositivi e interfacciati su diversi livelli gerarchici
Sistemi poco monitorati con procedure definite dall'uomo	Sistemi con autodiagnostica
Controllo centralizzato in caso di eventi anomali	Sistemi di controllo gerarchizzati
Pochi sistemi di accumulo	Sistemi di accumulo diffusi
Manutenzione e sostituzione a tempo o su evento	Manutenzioni e sostituzioni in base al livelli di performance
Ripresa del servizio manuale	Ripresa del servizio automatica
Pochi sistemi di difesa da disservizi	Sistemi di protezione autoadattativi, auto-islanding
Scarsità di mercati nei sistemi di distribuzione (contratti di acquisto privilegiato, vettoriamento tra utenze)	Mercati pienamente sviluppati localmente e a livello internazionale
Vincoli ai mercati dati da congestioni di rete	Riduzione delle congestioni di rete tramite adeguamenti tecnologici e meccanismi di mercato
Modesto controllo dei flussi di potenza definiti dalle utenze e dalla struttura radiale delle reti	Condizionamento attivo dei load flow tramite dispositivi basati su elettronica di potenza FACTS
Limitate informazioni di mercato comunicate agli utenti	Apertura e trasparenza del mercato nella distribuzione
Utenti passivi	Utenti attivi sul mercato

La disponibilità ad una parziale regolazione remota da parte di impianti installati e gestiti da entità indipendenti rispetto al soggetto distributore (privati, enti, attività industriali o terziarie) può consentire agli impianti stessi (in particolare le unità di generazione locale) la garanzia della connettività alla rete di distribuzione e la disponibilità all'immissione di potenza attiva. D'altro canto, il gestore della rete di distribuzione, potendo sfruttare un parziale controllo degli impianti di generazione nella regolazione del funzionamento della rete, a mezzo di segnali di riferimento o generando indici di prezzo spot, potrà aumentare il livello di penetrazione delle unità di generazione dispersa differendo temporalmente gli investimenti per l'adeguamento e il

potenziamento del sistema e garantendo contestualmente la necessaria qualità della fornitura alle utenze attive e passive.

In Tabella 1 si riportano le principali linee guida per lo sviluppo delle reti attive di distribuzione comparate con lo scenario attuale, con specifico riferimento al caso italiano. Considerazioni analoghe possono essere genericamente estese all'intero panorama dell'Occidente europeo, mentre si notano sostanziali differenziazioni considerando i sistemi elettrici della porzione orientale dell'Europa o di altri continenti.

## Il Distribution Management System

L'integrazione delle singole regolazioni locali degli impianti di generazione con la gestione centralizzata del funzionamento della rete (eseguita dal distributore) può prevedere diversi livelli di integrazione [5] gradualmente implementabili, secondo la rappresentazione semplificata riportata in Figura 1, fino a giungere ad un controllo integrato attuabile in tempo reale.

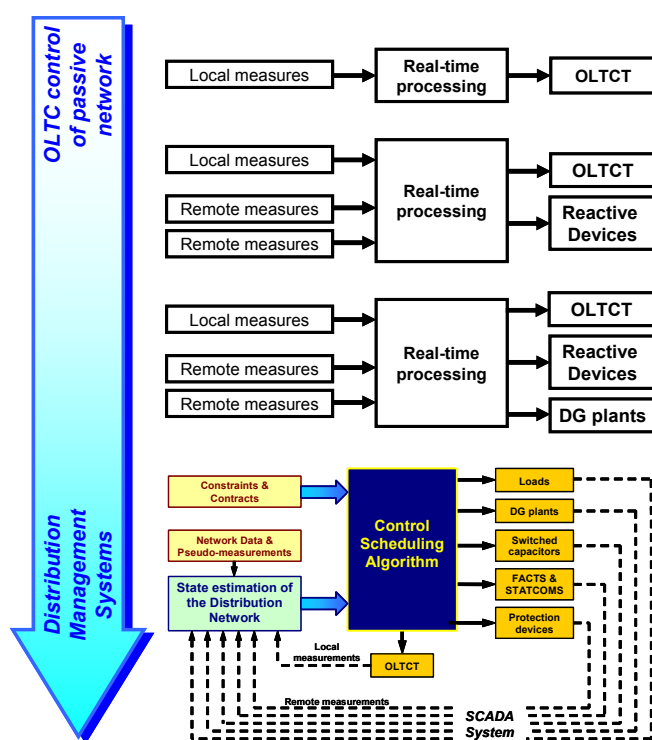


Figura 1 - Differenti livelli di integrazione attuabili in una logica DMS

Questo sistema è classificato nella letteratura tecnica con l'acronimo DMS (Distribution Management System) ed è costituito concettualmente da tre blocchi fondamentali, come graficamente illustrato in Figura 2 [6][7][8][9][10][11]:

- State Estimation (SE), il quale esegue la stima dello stato della rete basandosi su misure e pseudo-misure provenienti da apparecchiature locali o remote;
- ottimizzazione del controllo (Optimal Control), il quale definisce i valori ottimali dei riferimenti relativi alle risorse controllate sulla base di specifici algoritmi di controllo implementati al suo interno in funzione delle risorse disponibili nella rete;

- esecuzione del controllo (Control Scheduling), che elabora e invia i parametri ottimali di regolazione, soppesati in relazione ai vincoli operativi di funzionamento della rete e dei singoli impianti (unità GD, carichi, variatore sotto carico, dispositivi elettronici di potenza, ecc).

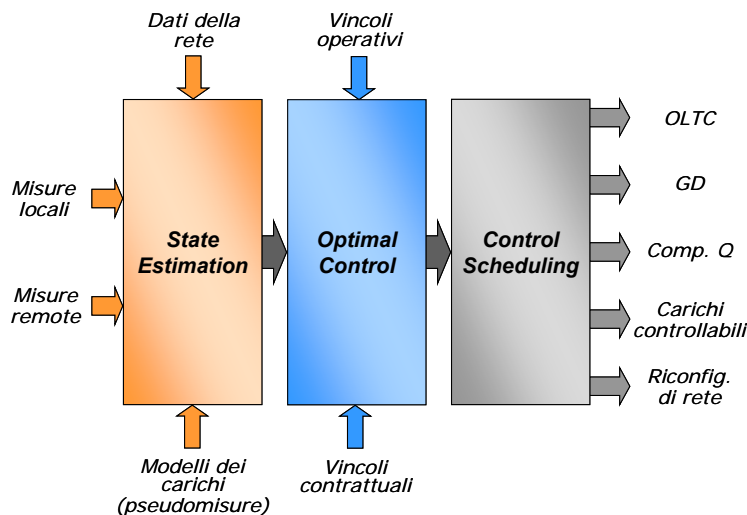


Figura 2 - Struttura funzionale di un generico controllore DMS

### State Estimation

Il blocco di State Estimation ha il compito di fornire, ad intervalli prestabiliti, una stima sufficientemente accurata dello stato di funzionamento della rete, definito dai valori complessi delle tensioni ai nodi, dai quali sono desumibili i parametri corrente/potenza abbinati a tutti i nodi della rete e a tutti i componenti del sistema di distribuzione. Le reti di distribuzione attualmente non prevedono sistemi di misura capillare e ridondante simili a quelli presenti a livello della rete di trasmissione, per questo risulta necessario procedere ad una stima delle tensioni ai nodi della rete basandosi sia su informazioni esatte che su dati o misure approssimate.

L'elaborazione dello stato di funzionamento della rete si basa su un limitato numero di misure in tempo reale (tensioni, potenze) unitamente alle informazioni riguardanti la topologia della rete, le caratteristiche elettriche dei componenti e i modelli dei carichi (pseudo-misure). In aggiunta è previsto un algoritmo per l'identificazione degli errori di misura o errori nella trasmissione dei dati (Bad Data Detection), anche se questa operazione risulta difficoltosa nelle reti di distribuzione, caratterizzate da un esiguo numero di misure disponibili per la verifica.

### Ottimizzazione del controllo (Optimal Control)

Il secondo blocco operativo, ricevendo in ingresso i valori delle tensioni stimate ai nodi, così come calcolati dallo stimatore, valuta se la rete sta operando in regime stabile con i parametri di controllo entro i rispettivi limiti di funzionamento (tensioni ai nodi conformi agli intervalli di variazione ammessi, flussi di potenza inferiori ai vincoli di caricabilità delle rispettive linee o trasformatori, ecc.). Viene successivamente elaborata all'interno del controllore una procedura di ottimizzazione delle azioni di controllo disponibili in funzione del numero e della tipologia dei soggetti coinvolti nella regolazione, nel rispetto dei corrispondenti limiti operativi, dei limiti di tensione imposti, della portata delle linee e dei vincoli contrattuali con utenze o produttori.



L'azione di controllo può essere fatta continuamente o a intervalli discreti, anche a seconda delle problematiche operative da risolvere nella rete o delle caratteristiche degli algoritmi risolutivi (ad esempio, se si sfruttano algoritmi iterativi o procedure basate su calcoli nel dominio del tempo o della frequenza). Ad ogni modo, i tempi caratteristici per l'acquisizione dei dati dal campo e l'elaborazione completa della State Estimation definiscono il valore massimo della banda passante del controllore applicato alla rete.

#### Esecuzione del controllo (Control Scheduling)

La soluzione dell'algoritmo di controllo viene convertita in segnali di comando o segnali di prezzo per i dispositivi che partecipano alla regolazione della rete. Tali azioni di controllo possono essere utilizzate singolarmente o in combinazione tra loro. Le soluzioni proposte nella letteratura scientifica in merito alla regolazione della tensione coinvolgono:

- variazione del riferimento di tensione del regolatore abbinato al Variatore Sotto Carico (VSC) del trasformatore AT/MT di CP (con conseguente variazione della posizione attiva del VSC);
- controllo parziale delle unità di generazione dispersa tramite la richiesta di valori controllati di potenza attiva o reattiva;
- gestione dell'assorbimento dei carichi controllabili, anche attraverso il loro distacco;
- variazione del riferimento dei dispositivi di compensazione della potenza reattiva (STATCOM, FACTS, banchi di condensatori a regolazione discreta, ecc);
- riconfigurazione della rete mediante comando degli interruttori controllabili.

Le metodologie che potranno essere elaborate dalle autorità garanti per la regolamentazione dell'interfacciamento dei distributori con i soggetti privati o comunque non direttamente dipendenti dal distributore stesso sono molteplici e potranno essere sviluppate in funzione del livello di penetrazione della GD e delle leve tecniche ed economiche che verranno ritenute maggiormente applicabili al contesto della distribuzione, anche in relazione al numero e alla tipologia dei soggetti che potranno interfacciarsi con la regolamentazione della rete attiva. Alcune soluzioni che potranno essere utilizzate sono di seguito riportate:

- definizione di specifiche Regole Tecniche di Connessione (RTC) e condizioni specifiche di connessione imposte dai soggetti distributori al fine di consentire la connessione degli impianti di utenza (attivi e passivi);
- pagamento di incentivi o richiesta di penali in funzione degli effetti causati al sistema dall'inserimento dell'impianto nella rete (in una logica di fornitura da parte della GD di servizi ancillari utili alla gestione interna della rete di distribuzione). Tale meccanismo di controllo potrebbe essere obbligatorio o facoltativo per tutti i soggetti coinvolti, i quali sarebbero soggetti all'invio di opportuni segnali di set-point da parte del distributore;
- invio di segnali di prezzo in funzione delle condizioni operative della rete e dei singoli impianti. In tal modo, il controllo della rete si potrebbe basare su meccanismi di mercato on-line della potenza, della riserva di potenza e dell'energia tra il soggetto distributore e i vari impianti coinvolgibili nella regolazione delle condizioni di funzionamento della rete stessa, ovvero in grado di controllare il loro prelievo/immissione di potenza attiva/reattiva in funzione dei segnali di prezzo inviati.

### **Modalità operative di un controllore attivo**

Al fine di eseguire un controllo efficace e rapido delle condizioni di funzionamento della rete senza introdurre e richiedere elevati volumi di flussi informatici tra punti mutuamente remoti, il DMS deve essere ideato in modo da garantire due possibili modalità operative:

- *adaptive mode*: operatività del DMS in condizioni di normale funzionamento. A intervalli prestabiliti il controllore di rete interroga le varie Unità Periferiche (UP, alternativamente chiamate Remote Terminal Unit RTU), le quali inviano i dati relativi alle misure effettuate. Il controllore valuta lo stato della rete e mantiene le condizioni operative ideali al fine di massimizzare la produzione istantanea della GD presente in rete, la qualità del servizio di alimentazione alle utenze, l'economicità del sistema e il rendimento di distribuzione dell'energia attraverso una minimizzazione delle perdite in rete;
- *restorative mode*: funzionamento del DMS in condizioni anomale. Ogni variazione anomala delle grandezze misurate remotamente viene segnalata immediatamente (al di fuori quindi degli intervalli di polling prestabiliti) dalla UP che ha riconosciuto l'anomalia. Di conseguenza, il controllore di rete interroga in via straordinaria le altre UP, valuta l'eventuale cambiamento dello stato della rete ed esegue le azioni di controllo ottimali per riportare la rete in condizioni ordinarie di funzionamento.

### **Sistemi di comunicazione richiesti**

Il crescente livello di integrazione conseguente alla gestione attiva ed integrata della rete di distribuzione richiede l'adozione di canali di comunicazione per il transito del traffico informatico richiesto tra i vari impianti remoti. Il controllore centrale richiede la trasmissione sia di misurazioni in ingresso (di tensione, transiti di potenza attiva e reattiva, ecc.) che di segnali di comando e regolazione (set point ai dispositivi controllati o segnali di prezzo elaborati).

Data l'elevato numero di dati e importanza del traffico di informazioni, le prestazioni richieste ai sistemi di comunicazione che integrano il sistema di gestione complessivo della rete di distribuzione dovranno essere relazionate al valore intrinseco dei segnali trasmessi. La gestione di fenomeni "lenti" (come le oscillazioni di tensione dovute alle variazioni del carico) può richiedere l'implementazione di canali di comunicazione che garantiscano una discreta affidabilità della trasmissione, sebbene una modesta latenza possa essere ammessa. Diversamente, i canali riservati alla trasmissione di segnalazioni di allarme o di manovre in condizioni di emergenza dovranno essere diretti, ad accesso immediato o mantenuti costantemente attivi, sicuri e ridondanti, al fine di evitare criticità (ritardi o incomprensioni) nella gestione dei processi ritenuti di primaria importanza.

Un'attenzione specifica andrà rivolta alla definizione della gerarchia di comando (verticalità dei controllori in cascata) e all'analisi dei possibili disservizi e malfunzionamenti legati a disturbi o deterioramento dei segnali durante la loro trasmissione [12][13][14][15].

Sebbene nel lavoro di tesi esposto non sia inserita una specifica trattazione in merito alle problematiche legate ai canali di comunicazione tra impianti, dispositivi di misura e controllori dislocati nella rete di distribuzione, le soluzioni individuate per il monitoraggio della rete e per lo sviluppo di architetture di controllo e gestione del sistema di distribuzione tengono in considerazione le specificità introdotte dalla presenza di impianti mutuamente remoti e conseguentemente le peculiarità e le esigenze di gestione informatica tra i diversi punti della rete.

---

# STATE ESTIMATION APPLICATA ALLE RETI ATTIVE DI DISTRIBUZIONE

L'inserimento di una elevata penetrazione di Generazione Distribuita nelle reti di distribuzione esistenti, comportando l'adozione di tecniche di controllo attivo per la regolazione del funzionamento del sistema di distribuzione, implicherà necessariamente l'adozione di strumenti in grado di garantire una corretta stima dello stato di funzionamento della rete (State Estimation), fornendo al DMS le indicazioni necessarie all'individuazione delle strategie ottimali di intervento sugli impianti connessi al sistema.

Ai fini dell'utilizzo di algoritmi per il controllo attivo della tensione nella rete, infatti, vi è la necessità di conoscere istantaneamente i parametri di funzionamento caratteristici per i diversi elementi della rete stessa (tensioni nei nodi della rete in MT e BT, flussi di potenza sulle linee, livello di carico di linee, trasformatori, componenti di misura e unità di generazione e compensazione). Tuttavia, motivazioni di carattere soprattutto economico rendono difficilmente praticabile l'impiego sistematico di misure on-line, comportando quindi la necessità di ricorrere a strumenti che forniscano una stima attendibile di tali grandezze.

Prima di trattare le caratteristiche e le problematiche riguardanti l'impiego della State Estimation in reti di distribuzione caratterizzate da forte penetrazione di GD, è opportuno soffermarsi sulle peculiarità generali dei sistemi di stima dello stato della rete, da molto tempo impiegati a livello delle reti di trasmissione.

## STATE ESTIMATION NEI SISTEMI ELETTRICI DI POTENZA

Le condizioni operative di un sistema elettrico in un determinato istante possono essere ricavate dalla conoscenza congiunta del modello della rete cui si fa riferimento e dei fasori di tensione per ogni nodo della rete stessa [16]. L'insieme dei fasori della tensione di tutti i nodi definisce completamente lo "stato" del sistema, indispensabile per valutarne la corrispondenza ai criteri di sicurezza.

Garantire la sicurezza del sistema elettrico significa assicurare il mantenimento delle normali condizioni operative a fronte di variazioni dello stato di funzionamento del sistema e delle contingenze che si possono presentare in una rete. A tal fine, uno dei requisiti fondamentali risulta essere il monitoraggio costante del sistema mediante l'acquisizione e l'elaborazione di misure provenienti da ogni nodo della rete.

Per questo motivo, nelle sottostazioni della rete di trasmissione sono installati dispositivi di misurazione remota (detti Remote Terminal Unit – RTU) che raccolgono e trasmettono i dati

ottenuti dalla misura delle diverse grandezze di interesse. Tali dispositivi sono localmente connessi mediante una rete di comunicazione (Local Area Network – LAN), mentre le diverse sottostazioni sono interfacciate attraverso un sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition). In questa maniera le RTU inviano i dati raccolti ad un centro di controllo sfruttando diverse possibili tecnologie di telecomunicazione (fibre ottiche, collegamento satellitare, ecc).

Dal confronto di ogni misura effettuata (o dei parametri calcolati) con il relativo limite tollerato, l'operatore di sistema (Transmission System Operator – TSO) può sapere in tempo reale che tipo di contingenza sia in corso o possa insorgere nella rete, al fine di effettuare le più idonee azioni correttive. Tuttavia, il monitoraggio di un sistema così complesso come una rete di trasmissione, comporta numerose difficoltà. Principalmente, si tratta di problemi legati agli apparati di misura e ai sistemi di comunicazione utilizzati per trasmettere i dati al centro di controllo. Come ogni dispositivo di misura, infatti, anche questi apparati sono soggetti ad errori. Se tali errori sono di entità limitata, possono passare inosservati e dar luogo ad un'errata interpretazione dei dati; al contrario, errori grossolani possono rendere inutilizzabili i dati forniti da quel determinato apparecchio.

La necessità di coordinare la grande quantità di dati forniti dalle misurazioni remote allo scopo di ottenere una conoscenza completa e coerente dello stato di funzionamento della rete è stata la ragione principale che ha portato allo sviluppo di tecniche di State Estimation.

### **Caratteristiche di uno State Estimator**

I dati che tipicamente giungono al centro di controllo sono costituiti da misure locali e remote (di flussi di potenza, di tensioni, di correnti nelle linee, di produzione dei generatori, di assorbimento dei carichi) e da segnali di stato (condizione di interruttori e sezionatori, posizione attiva dei variatori sotto carico dei trasformatori, capacità dei banchi di condensatori inseriti). Questi dati e misure vengono elaborate dallo State Estimator (SE), al fine di essere filtrati del rumore e degli errori macroscopici. La soluzione fornita dallo State Estimator rappresenta la migliore stima possibile dello stato del sistema, basata sulle misure raccolte e sul modello della rete.

Lo stato del sistema è identificato dal vettore dei fasori delle tensioni ai nodi della rete, o dal vettore delle ampiezze delle tensioni ai nodi unitamente al vettore degli angoli di fase delle tensioni stesse. Questo sottintende che vi sia una esatta conoscenza dei parametri e della topologia della rete; in realtà, possono occasionalmente presentarsi errori anche a questo livello (per guasti non riconosciuti o non riportati correttamente, cedimento di linee per superamento della portata, ecc.), ma la loro rilevazione e correzione da parte dello SE non verrà approfondita.

Caratteristica peculiare del procedimento di State Estimation che si utilizza a livello della rete di trasmissione è il fatto di avere a disposizione, in condizioni normali, un numero di misure superiore a quello che sarebbe sufficiente per ottenere un'univoca soluzione della stima dello stato della rete. Tale ridondanza delle misure disponibili garantisce la possibilità di individuare e scartare eventuali dati affetti da errore.

Nella versione completa di uno State Estimator, integrato nel sistema di gestione e regolazione della una rete di trasmissione, sono presenti le seguenti funzioni [16]:

- analisi della topologia della rete (Topology Processor): raccoglie informazioni riguardo lo stato di sezionatori e interruttori e determina così il diagramma unifilare della rete;
- verifica dell'“osservabilità” del sistema (Observability Analysis): verifica la possibilità o meno di ottenere una stima dello stato dell'intero sistema a partire dalle misure disponibili, identificando i rami “inosservabili” ed eventuali isole;

- algoritmo di State Estimation: fornisce la stima ottimale dello stato della rete sulla base del modello della rete stessa e delle misure raccolte;
- identificazione dei dati errati (Bad Data Detection): rileva l'esistenza di errori evidenti nelle misure (dovuti ad errori di misura veri e propri o ad errori nella trasmissione dei dati); identifica ed elimina tali dati, previa adeguata ridondanza nell'insieme delle misure;
- stima dei parametri di rete (Parameter Estimation): esegue una stima dei diversi parametri di rete, come ad esempio parametri del modello delle linee di trasmissione, dei variatori sotto carico dei trasformatori, di banchi di condensatori o di reattori. Rileva errori strutturali nella configurazione di rete od eventuali errori nella segnalazione dello stato degli interruttori, sempre nell'ipotesi che vi sia sufficiente ridondanza delle misure.

## FORMULAZIONE MATEMATICA DELLA WEIGHTED LEAST SQUARES STATE ESTIMATION

Gli algoritmi di State Estimation si basano sull'assegnazione di un valore ad una variabile incognita che descrive lo stato del sistema, secondo un determinato criterio, a partire da misure nella rete generalmente imperfette e ridondanti [17]. Solitamente, il procedimento adotta un criterio di tipo statistico che fornisce il valore della variabile di stato in grado di minimizzare o massimizzare una determinata funzione obiettivo.

Un metodo comunemente utilizzato in questo senso, è quello di minimizzare la somma dei quadrati delle differenze tra i valori stimati (calcolati) e quelli "veri" (misurati) di determinate grandezze. Tale metodo è noto come Weighted Least Squares (WLS) State Estimation, ossia dei "minimi quadrati pesati". Di seguito sono riportati alcuni cenni che descrivono l'approccio teorico su cui il metodo di calcolo si basa.

### Modelli dei componenti di rete e ipotesi fondamentali

Le ipotesi fondamentali su cui si fonda la teoria che sta alla base di questo metodo sono [16]:

- sistema trifase, simmetrico ed equilibrato;
- rappresentazione in "per unità" di tutte le variabili di rete;
- utilizzo del circuito equivalente monofase alla sequenza diretta;
- caratterizzazione degli elementi di rete (linee, trasformatori, banchi di condensatori) con il rispettivo modello equivalente a  $\pi$ ;
- rappresentazione di carichi e generatori mediante la potenza complessa iniettata nei loro nodi di connessione.

### Modellazione della rete

Utilizzando il modello a  $\pi$  dei vari elementi, è possibile rappresentare in forma matematica (matriciale) l'intera rete. Questo si ottiene realizzando un sistema di equazioni nodali, ottenute applicando il principio di Kirchhoff per le correnti a ciascun nodo.

Definendo con  $I$  il vettore delle correnti iniettate nei nodi e con  $V$  il vettore delle tensioni ai nodi, il sistema si potrà esprimere come in (1).

$$I = \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ \vdots \\ i_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1N} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{N1} & Y_{N2} & \cdots & Y_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_1 \\ v_2 \\ \vdots \\ v_N \end{bmatrix} = Y \cdot V \quad (1)$$

dove:

- $i_k$  è il fasore della corrente iniettata al generico nodo  $k$ ;
- $v_k$  è il fasore della tensione al generico nodo  $k$ ;
- $Y_{km} = G_{km} + jB_{km}$  è il generico elemento della matrice  $Y$ .

Per convenzione le correnti e le potenze sono definite come iniezioni positive quando entranti nei nodi.

La matrice  $Y$  è detta matrice alle ammettenze nodali della rete e presenta le seguenti caratteristiche:

- in generale è complessa, e può essere espressa come  $G + jB$ ;
- è strutturalmente simmetrica; può essere anche numericamente simmetrica, solo se non sono presenti in rete o non vengono considerati trasformatori di gruppo diverso da zero o sei che, come noto [18], introducono una dissimmetria nelle equazioni;
- è molto sparsa;
- è non singolare, se è garantita l'osservabilità di tutta la rete.

Questa rappresentazione della rete mediante equazioni nodali consente facilmente delle modifiche in caso di cambiamenti nella topologia della rete, aggiungendo o rimuovendo dalla matrice i corrispondenti ingressi.

### **Maximum Likelihood Estimation**

Lo scopo della State Estimation, come già detto, è quello di determinare il più probabile stato del sistema sulla base delle quantità misurate. Un metodo che consente di raggiungere tale obiettivo, largamente utilizzato in statistica, è il cosiddetto Maximum Likelihood Estimation (MLE), o "Metodo della massima verosimiglianza".

Con questa tecnica si assume che gli errori di misura abbiano una distribuzione statistica nota, mentre sono incogniti i parametri di tale distribuzione. La funzione di densità di probabilità congiunta per tutte le misure può così essere scritta in funzione di questi parametri incogniti. Tale funzione è nota come "funzione di verosimiglianza" (likelihood function) e presenta il suo massimo quando i parametri (incogniti) si avvicinano ai loro veri valori. A partire da questo, può essere impostato un problema di ottimizzazione al fine di massimizzare la funzione di verosimiglianza. La soluzione fornisce la MLE per i parametri incogniti.

Una delle ipotesi più importanti alla base del metodo di stima mediante MLE è costituita dal considerare gli errori di misura delle variabili aleatorie indipendenti. Tali errori sono generalmente il risultato della combinazione di molteplici fattori aleatori, per cui presentano una funzione di densità di probabilità di tipo Normale (o Gaussiana) i cui parametri, che ne definiscono completamente le caratteristiche, sono il valor medio  $\mu$  e la varianza  $\sigma^2$  (o alternativamente la deviazione standard  $\sigma$  che è definita come la radice quadrata della varianza).

### La funzione Gaussiana (Normale) di densità di probabilità

La funzione Gaussiana di densità di probabilità (Probability Density Function – PDF) di una certa variabile casuale  $z$ , è definita come (2):

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

dove:

- $z$  variabile casuale;
- $\mu$  valor medio;
- $\sigma$  deviazione standard di  $z$ .

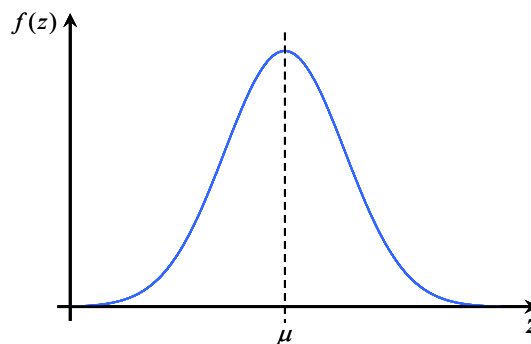


Figura 3 - Distribuzione Gaussiana (Normale) di densità di probabilità

La funzione di densità di probabilità (Figura 3) cambia la sua forma in relazione al valore dei parametri  $\mu$  e  $\sigma$ .

Come noto, l'area sottesa dalla curva e racchiusa tra due estremi dati (ad esempio  $a$  e  $b$ ) esprime la probabilità che un determinato valore della variabile casuale,  $Z$ , si collochi tra tali estremi (3).

$$\Pr[a \leq Z \leq b] = \int_a^b f(z) dz \quad (3)$$

La totale area sottesa dalla curva di distribuzione ha valore unitario e rappresenta la probabilità che la variabile casuale si collochi tra  $\pm \infty$ :

$$\Pr[-\infty \leq Z \leq +\infty] = 1 \quad (4)$$

La funzione  $f(z)$  si può normalizzare con il cambio di variabili riportato in (5).

$$u = \frac{z - \mu}{\sigma} \quad (5)$$

che porta ad una distribuzione con un valore centrale nullo e una varianza unitaria., cioè  $\mu = 0$  e  $\sigma = 1$

La nuova funzione diventa quindi (6):

$$\Phi(u) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{u^2}{2}} \quad (6)$$

Tale funzione, detta “funzione standard normale di densità di probabilità” (Standard Normal Probability Density Function), è riportato in Figura 4.

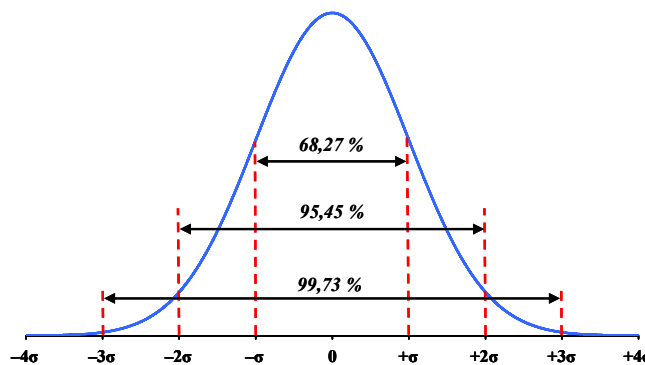


Figura 4 - Distribuzione Gaussiana normalizzata e relative percentuali di probabilità dei diversi intervalli di confidenza

Tale distribuzione normalizzata consente di esprimere gli intervalli di confidenza in funzione di  $\sigma$  avendo dei valori standard di probabilità, tra cui sono di particolare interesse:

- l’area sottesa dalla curva e compresa tra  $-\sigma$  e  $+\sigma$ , pari al 68,27 % dell’area, e quindi della probabilità, complessive;
- l’area sottesa dalla curva e compresa tra  $-2\sigma$  e  $+2\sigma$ , pari al 95,45 % dell’area, e quindi della probabilità, complessive;
- l’area sottesa dalla curva e compresa tra  $-3\sigma$  e  $+3\sigma$ , pari al 99,73 % dell’area, e quindi della probabilità, complessive.

### La funzione di verosimiglianza

Consideriamo ora la funzione di densità di probabilità congiunta per  $m$  misure indipendenti, ciascuna caratterizzata da una distribuzione Gaussiana. Essa risulterà il prodotto delle singole funzioni di densità di probabilità (7), dove  $z_i$  rappresenta la  $i$ -esima misura.

$$f_m(z) = f(z_1)f(z_2)\cdots f(z_m) \quad (7)$$

Questa funzione è definita come la funzione di verosimiglianza per  $z$ . Essenzialmente è una misura della probabilità di osservare contemporaneamente quel particolare insieme di valori nel vettore  $z$ .



L'obiettivo della MLE è massimizzare tale funzione variando i parametri della funzione di densità di probabilità, cioè  $\mu$  e  $\sigma$ .

Per semplificare questa procedura di ottimizzazione, la funzione di verosimiglianza è solitamente sostituita dal suo logaritmo (8):

$$\begin{aligned} \mathcal{L} &= \log f_m(z) = \sum_{i=1}^m \log f(z_i) = \\ &= -\frac{1}{2} \sum_{i=1}^m \left( \frac{z_i - \mu_i}{\sigma_i} \right)^2 - \frac{m}{2} \log 2\pi - \sum_{i=1}^m \log \sigma_i \end{aligned} \quad (8)$$

In definitiva, dopo alcuni passaggi, il problema diventa riconducibile alla minimizzazione della seguente espressione (9):

$$\min \sum_{i=1}^m \left( \frac{z_i - \mu_i}{\sigma_i} \right)^2 \quad (9)$$

Il problema viene poi riformulato in termini di residui  $r_i$ , definiti come:

$$r_i = z_i - \mu_i = z_i - E(z_i) \quad (10)$$

dove  $\mu_i$  (cioè il “valore atteso”  $E(z_i)$  della misura  $z_i$ ) verrà espresso da  $h_i(x)$ , una funzione non lineare che lega il vettore di stato  $x$  con l'i-esima misura.

Il quadrato dell'i-esimo residuo  $r_i$  viene pesato da  $W_{ii} = \sigma_i^{-2}$ , inversamente legato, quindi, alla varianza dell'i-esima misura. Il problema di minimizzazione si applica, quindi, alla somma pesata dei quadrati dei residui, che equivale a risolvere il seguente problema di ottimizzazione rispetto al vettore  $x$  delle variabili di stato (11).

$$\min \sum_{i=1}^m \frac{r_i^2}{\sigma_i^2} = \sum_{i=1}^m W_{ii} r_i^2 \quad (11)$$

$$\text{soggetto a } z_i = h_i(x) + r_i \quad i = 1, 2, \dots, m.$$

La soluzione di questo problema di ottimizzazione fornisce la miglior stima possibile per la variabile di stato  $x$  e prende il nome di Weighted Least Squares Estimation.

#### Descrizione dettagliata del procedimento

Come visto, una volta acquisiti i dati provenienti dalle RTU, si rende disponibile un certo numero  $m$  di misure, che vengono a costituire un vettore,  $z$  (12).

$$z = \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ \vdots \\ z_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ h_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \vdots \\ h_m(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ \vdots \\ e_m \end{bmatrix} = h(x) + e \quad (12)$$

dove:

- $h_i(x)$  è la funzione non lineare che correla la misura  $i$  con il vettore di stato  $x$ ;
- $x$  è il vettore di stato del sistema;
- $e$  è il vettore degli errori di misura.

Come già detto, si è assunto che gli errori di misura presentino una distribuzione gaussiana. Sulla base di questa considerazione, si stabiliscono le seguenti ulteriori ipotesi:

- gli errori sono caratterizzati da un valore centrale nullo  $E(e_i) = 0$ , che è la conseguenza di ipotizzare l'assenza di errori sistematici nelle misure;
- sono variabili casuali indipendenti: ciò significa che  $E[e_i e_j] = 0$ . Da questo si ricava che la matrice di covarianza degli errori di misura è la matrice diagonale costruita con le varianze delle singole misure (13).

$$Cov(e) = E[e \cdot e^T] = R = diag\{\sigma_1^2, \sigma_2^2, \dots, \sigma_m^2\} \quad (13)$$

La deviazione standard di ogni misura,  $\sigma$ , è assegnata in modo da riflettere l'effettiva precisione dello strumento di misura utilizzato. Un valore elevato di  $\sigma$  è indice di poca precisione dello strumento di misura, mentre un valore di  $\sigma$  più basso indica che la misura è stata eseguita con uno strumento di precisione elevata.

Come evidenziato in precedenza, il calcolo della stima mediante WLS si basa sulla minimizzazione dei quadrati dei residui  $r_i$ , i quali sono pesati dall'inverso della relativa varianza. Ciò significa che nel calcolo verrà data maggiore peso statistico ai valori che presentano un'incertezza minore, o perché provenienti da strumenti di misura a precisione più elevata o perché rappresentano grandezze che si considerano note con un basso grado di indeterminazione.

Normalmente, i risultati forniti dagli strumenti di misura sono espressi da un valore centrale  $\bar{y}$  e da una incertezza  $\varepsilon$ , nella forma (14).

$$y = \bar{y} \pm \varepsilon \quad (14)$$

Per quanto detto in precedenza circa la natura aleatoria degli errori e la relativa distribuzione normale di questi ultimi, sarà necessario definire un intervallo di confidenza che si desidera rispettare per fissare il valore della deviazione standard da associare a misure ed eventuali pseudo-misure.

A questo proposito sono possibili approcci diversi. Nel campo delle Misure Elettriche, per esempio, si accetta un intervallo di fiducia del 95,45 %, che nasce dal considerare l'incertezza pari a due deviazioni standard:  $\varepsilon = 2\sigma$ .

Diversamente, ai fini dell'applicazione dei risultati della State Estimation, risulta importante fissare un intervallo di confidenza molto ampio. In questo modo il valore fornito dallo strumento di misura si collocherà sempre all'interno della banda definita nell'algoritmo mediante il relativo valore di  $\sigma$ . Di conseguenza, si avrà la certezza che il valore reale della tensione che si riscontra in un dato nodo si collocherà entro la banda di incertezza della tensione stimata, che dipende dalla deviazione standard delle grandezze d'ingresso.

Per questo si fissa il valore della deviazione standard delle grandezze misurate pari a  $\sigma = \frac{\varepsilon}{3}$ . Così facendo è possibile conseguire la “certezza statistica” (cioè con probabilità del 99,73 %) che il valore misurato rientri nella banda attesa. Graficamente si ottiene quanto riportato nella Figura 5.

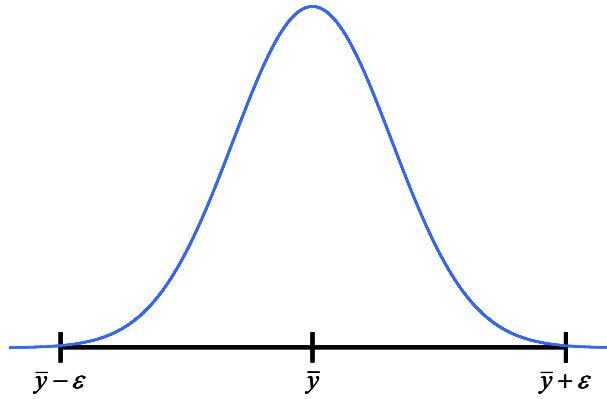


Figura 5 - Definizione grafica di valore centrale ed incertezza

Un ragionamento analogo è applicato ai dati che rientrano nell’algoritmo di State Estimation, ma che non sono misure realmente effettuate: tali grandezze sono definite pseudo-misure e possono essere, come si vedrà in seguito, le potenze assorbite o generate, rispettivamente da carichi o generatori connessi alla rete, le quali possono venire valutate sulla base di misurazioni a saldo e di indicazioni in merito a valori nominali o di fatturazione.

A partire da quanto esposto in precedenza, la stima di  $x$  mediante WLS può essere ottenuta minimizzando la seguente funzione obiettivo come in (15).

$$\min J(x) = \sum_{i=1}^m \frac{[z_i - h_i(x)]^2}{R_{ii}} = [z - h(x)]^T \cdot R^{-1} \cdot [z - h(x)] \quad (15)$$

intendendo con  $R$  la matrice riportata in (16), ovvero la matrice diagonale delle varianze degli errori delle singole misure (ovvero la matrice inversa della matrice  $W$  introdotta in precedenza).

$$R = \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_2^2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \sigma_m^2 \end{bmatrix} \quad (16)$$

La ricerca del minimo di  $J(x)$  impone, come condizione necessaria, che la sua derivata prima sia posta a zero, ottenendo l’espressione (17).

$$g(x) = \frac{\partial J(x)}{\partial x} = -H^T(x) \cdot R^{-1} \cdot [z - h(x)] = 0 \quad (17)$$

dove  $H(x) = \left[ \frac{\partial h(x)}{\partial x} \right]$  è la matrice Jacobiana delle misure.

Approssimando la funzione non lineare  $g(x)$  mediante la sua serie di Taylor troncata al primo ordine, si ottiene la formulazione (18):

$$g(x) = g(x^k) + G(x^k)(x - x^k) + \dots = 0 \quad (18)$$

dove:

$$G(x^k) = \frac{\partial g(x^k)}{\partial x} = H^T(x^k) \cdot R^{-1} \cdot H(x^k) \quad (19)$$

$$g(x^k) = -H^T(x^k) \cdot R^{-1} \cdot [z - h(x^k)] \quad (20)$$

e dove a sua volta:

- $k$  è l'indice di iterazione;
- $x^k$  è il vettore soluzione all'iterazione  $k$  ;
- $G(x^k)$  è detta gain matrix ed è caratterizzata da un certo grado di sparsità.

Si arriva così a poter ricavare  $x$ , utilizzando ad esempio il metodo iterativo di Gauss-Newton (21).

$$x^{k+1} = x^k - [G(x^k)]^{-1} \cdot g(x^k) \quad (21)$$

#### Risoluzione del procedimento di ottimizzazione

Come si capisce dalle precedenti equazioni, per ricavare i valori aggiornati al passo  $k + 1$  di  $x$ , risulta necessario risolvere l'equazione matriciale (22).

$$G(x^k) \cdot \Delta x^{k+1} = H^T(x^k) \cdot R^{-1} \cdot [z - h(x^k)] \quad (22)$$

dove  $\Delta x^{k+1} = x^{k+1} - x^k$ .

Si ricava, quindi, che:

$$x^{k+1} = x^k + G(x^k)^{-1} \cdot H^T(x^k) \cdot R^{-1} \cdot [z - h(x^k)] \quad (23)$$

L'algoritmo procede iterativamente fino al raggiungimento di una determinata condizione di convergenza, cioè fino a che  $\Delta x$  non risulterà minore di un valore fissato.

Come si può notare, per la risoluzione risulta necessario invertire la matrice  $G(x^k)$ : tale calcolo può diventare pesante dal punto di vista computazionale qualora le dimensioni della rete in esame, in termini di numero di nodi, siano considerevoli. Per superare questo possibile inconveniente, si può utilizzare una tecnica di sostituzione detta forward/back substitution da ripetere ad ogni iterazione  $k$  o altre tecniche simili per la scomposizione di  $G(x^k)$ . L'espressione matriciale (22) dà luogo ad un sistema di equazioni definite Normal Equations.

Nell'algoritmo esposto, le grandezze di ingresso dell'algoritmo stesso, ossia misure e pseudo-misure, sono considerate come variabili aleatorie indipendenti distribuite in maniera normale. A causa di questa ipotesi, anche le grandezze risultanti dal calcolo di State Estimation vengono ad avere una distribuzione normale, con valore medio pari a quello stimato e deviazione standard

che viene ottenuta dall'inversione della Gain matrix. In particolare, invertendo  $G(x)$ , si ottiene quella che è definita come matrice di covarianza delle variabili di stato (24), denominata  $C(x)$ :

$$C(x) = G(x)^{-1} = [H^T(x) \cdot R^{-1} \cdot H(x)]^{-1} \quad (24)$$

Gli elementi diagonali della matrice  $C(x)$  rappresentano le varianze dei singoli elementi del vettore di stato  $x$ . La radice quadrata di questi valori fornisce le relative deviazioni standard, e da queste ultime si ricava l'incertezza delle stime effettuate secondo il criterio fissato  $\varepsilon = 3\sigma$ .

Questo dato è molto importante ai fini dell'utilizzazione dei risultati della State Estimation. Se le tensioni stimate per i nodi della rete fossero, infatti, caratterizzate da un'incertezza eccessiva, ne risulterebbe pregiudicata la possibilità di utilizzo da parte di un sistema attivo di controllo e regolazione.

L'algoritmo di risoluzione del WLS State Estimator necessita, come visto, di un procedimento iterativo basato sul metodo di Gauss-Newton. La struttura fondamentale dell'algoritmo, schema di base per ulteriori espansioni, è la seguente:

1. Inizializzazione. Risulta necessario assegnare un valore iniziale alle componenti del vettore  $x$ , per cui si pone  $k = 0$  e si assegna alle tensioni in tutti i nodi ampiezza unitaria (in [p.u.]) e angolo nullo (25);

$$v_i = 1 \text{ p.u.} \quad e \quad \theta_i = 0 \quad (25)$$

2. Calcolo della matrice  $G(x^k)$ ;
3. Calcolo della parte destra dell'equazione (22), ovvero (26);

$$t^k = H^T(x^k) \cdot R^{-1} \cdot [z - h(x^k)] \quad (26)$$

4. Risoluzione per  $\Delta x^k$  mediante inversione della matrice  $G(x^k)$  oppure mediante procedimento di scomposizione della stessa al fine di evitarne la diretta inversione;

Verifica della condizione di convergenza dell'algoritmo (27), dove  $\delta$  è il criterio di convergenza. Se non si verifica questa condizione, viene aggiornato il vettore soluzione al passo successivo come  $x^{k+1} = x^k + \Delta x^k$  e l'indice  $k = k + 1$ , ripetendo i passi di calcolo a partire dal punto 2. Alternativamente, la soddisfazione del criterio di convergenza determina la conclusione del procedimento di stima.

$$\max |\Delta x^k| \leq \delta \quad (27)$$

La struttura computazionale esemplificata in Figura 6 necessita inoltre ad ogni iterazione  $k$  alcune operazioni accessorie, in particolare, per poter calcolare la matrice  $G(x^k)$ , occorre costruire il vettore  $h(x^k)$  delle funzioni di misura (che legano le grandezze misurate o le pseudo-misure alle variabili di stato), e la relativa matrice Jacobiana  $H(x^k)$ . Inoltre, possono essere richieste tecniche di scomposizione della matrice  $G(x^k)$ , che introducono ulteriori complicazioni nei passaggi dell'algoritmo.

In generale, le misure che definiscono iterativamente lo stato complessivo del sistema di distribuzione possono essere di diverso tipo. Riferendosi esplicitamente alla valutazione dello stato di funzionamento di una rete elettrica, le misure più utilizzate sono:

- le misure dei flussi di potenza nelle linee;
- le misure delle potenze iniettate ai nodi;
- le misure di tensione ai nodi (ampiezza);
- le misure delle correnti nelle linee.

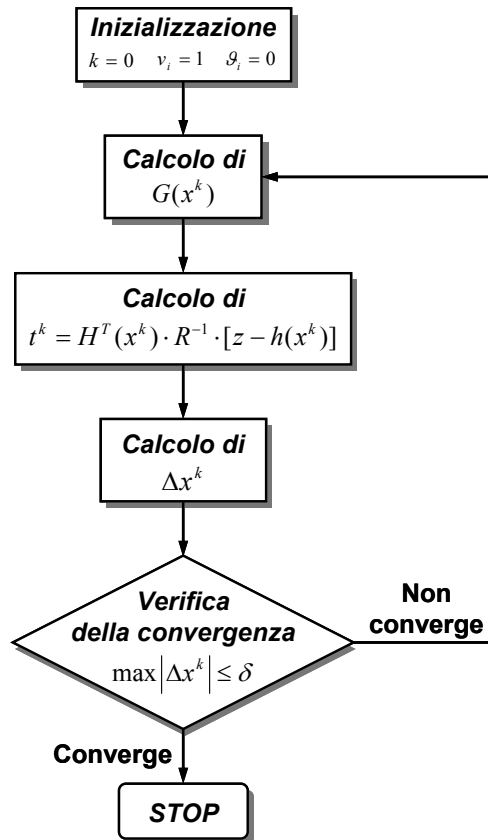


Figura 6 - Schema a blocchi dell'algorithmo WLS implementato

Queste grandezze possono essere espresse in funzione delle variabili di stato (ampiezza delle tensioni e relativi angoli di fase), sia in coordinate cartesiane che in coordinate polari.

Nella trattazione scelta [16], tali funzioni sono espresse in coordinate polari. Così facendo, se la rete è costituita da  $N$  nodi, il vettore di stato conterrà  $(2N - 1)$  elementi:

- $N$  valori per l'ampiezza della tensione ai nodi;
- $N - 1$  valori per gli angoli di fase delle tensioni stesse, poiché si fissa uguale a zero l'angolo della tensione al nodo di riferimento o di saldo (identificato come Nodo 1).

Sulla base di queste considerazioni, la forma del vettore di stato  $x$  sarà quella riportata in (28).

$$x = [\mathcal{G}_2 \ \mathcal{G}_3 \ \dots \ \mathcal{G}_N \ V_1 \ V_2 \ \dots \ V_N] \quad (28)$$

Le funzioni che esprimono la relazione tra le grandezze che vengono misurate e le variabili di stato sono utilizzate per costruire il vettore  $h(x)$ , il quale avrà lunghezza  $m$  pari al numero delle misure.

Tali espressioni sono le seguenti:

- potenza attiva e reattiva iniettata nel generico nodo  $i$  (29)(30);

$$P_i = V_i \sum_{j \in N_i} V_j (G_{ij} \cos \vartheta_{ij} + B_{ij} \sin \vartheta_{ij}) \quad (29)$$

$$Q_i = V_i \sum_{j \in N_i} V_j (G_{ij} \sin \vartheta_{ij} - B_{ij} \cos \vartheta_{ij}) \quad (30)$$

- flussi di potenza attiva e reattiva da l nodo  $i$  al nodo  $j$  (31)(32);

$$P_{ij} = V_i^2 (g_{si} + g_{ij}) - V_i V_j (g_{ij} \cos \vartheta_{ij} + b_{ij} \sin \vartheta_{ij}) \quad (31)$$

$$Q_{ij} = -V_i^2 (b_{si} + b_{ij}) - V_i V_j (g_{ij} \sin \vartheta_{ij} - b_{ij} \cos \vartheta_{ij}) \quad (32)$$

dove si è definito, anche sulla base del modello a  $\pi$  delle linee di Figura 7:

- $V_i$  ampiezza della tensione concatenata del nodo  $i$ ;
- $\vartheta_i$  angolo di fase della tensione del nodo  $i$ ;
- $G_{ij} + jB_{ij}$  elemento di posizione  $ij$  della matrice  $Y$  delle ammettenze nodali;
- $g_{ij} + jb_{ij}$  ammettenza del ramo serie che connette i nodi  $i$  e  $j$ ;
- $g_{si} + jb_{si}$  ammettenza del ramo derivato connesso al nodo  $i$ ;
- $N_i$  insieme dei nodi direttamente connessi con il nodo  $i$ .

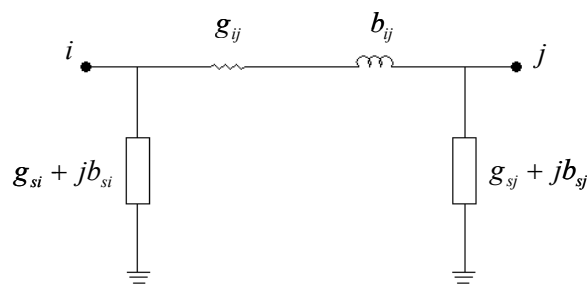


Figura 7 - Schema a  $\pi$  delle linee

La struttura della matrice Jacobiana è riportata in (33).

$$H = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{inj}}{\partial \mathcal{G}} & \frac{\partial P_{inj}}{\partial V} \\ \frac{\partial P_{flow}}{\partial \mathcal{G}} & \frac{\partial P_{flow}}{\partial V} \\ \frac{\partial Q_{inj}}{\partial \mathcal{G}} & \frac{\partial Q_{inj}}{\partial V} \\ \frac{\partial Q_{flow}}{\partial \mathcal{G}} & \frac{\partial Q_{flow}}{\partial V} \\ 0 & \frac{\partial V}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (33)$$

Come si può vedere, le prime  $N-1$  colonne ospitano le derivate delle funzioni di misura rispetto a  $\mathcal{G}_i$ ; le seguenti  $N$  accolgono, invece, le derivate calcolate rispetto a  $V_i$ . Il numero di righe corrisponde al numero di misure, definito come  $m$ . Di conseguenza la matrice  $H$  avrà dimensione  $m \times (2N-1)$ .

Le espressioni relative ai vari elementi della matrice  $H$  sono le seguenti:

- derivate della potenza attiva iniettata rispetto a  $\mathcal{G}_i$  e  $V_i$  (34)(35)(36)(37);

$$\frac{\partial P_i}{\partial \mathcal{G}_i} = \sum_{j=1}^N V_i V_j (-G_{ij} \sin \mathcal{G}_{ij} + B_{ij} \cos \mathcal{G}_{ij}) - V_i^2 B_{ii} \quad (34)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \mathcal{G}_j} = V_i V_j (G_{ij} \sin \mathcal{G}_{ij} - B_{ij} \cos \mathcal{G}_{ij}) \quad (35)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial V_i} = \sum_{j=1}^N V_j (G_{ij} \cos \mathcal{G}_{ij} + B_{ij} \sin \mathcal{G}_{ij}) + V_i G_{ii} \quad (36)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial V_j} = V_i (G_{ij} \cos \mathcal{G}_{ij} + B_{ij} \sin \mathcal{G}_{ij}) \quad (37)$$

- derivate della potenza reattiva iniettata rispetto a  $\mathcal{G}_i$  e  $V_i$  (38)(39)(40)(41);

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \mathcal{G}_i} = \sum_{j=1}^N V_i V_j (G_{ij} \cos \mathcal{G}_{ij} + B_{ij} \sin \mathcal{G}_{ij}) - V_i^2 G_{ii} \quad (38)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \mathcal{G}_j} = V_i V_j (-G_{ij} \cos \mathcal{G}_{ij} - B_{ij} \sin \mathcal{G}_{ij}) \quad (39)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_i} = \sum_{j=1}^N V_j (G_{ij} \sin \mathcal{G}_{ij} - B_{ij} \cos \mathcal{G}_{ij}) - V_i B_{ii} \quad (40)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_j} = V_i (G_{ij} \sin \mathcal{G}_{ij} - B_{ij} \cos \mathcal{G}_{ij}) \quad (41)$$



– derivate del flusso di potenza attiva rispetto a  $\mathcal{G}_i$  e  $V_i$  (42)(43)(44)(45);

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \mathcal{G}_i} = V_i V_j (g_{ij} \sin \mathcal{G}_{ij} - b_{ij} \cos \mathcal{G}_{ij}) \quad (42)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \mathcal{G}_j} = -V_i V_j (g_{ij} \sin \mathcal{G}_{ij} - b_{ij} \cos \mathcal{G}_{ij}) \quad (43)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial V_i} = -V_j (g_{ij} \cos \mathcal{G}_{ij} + b_{ij} \sin \mathcal{G}_{ij}) + 2V_i (g_{ij} + g_{si}) \quad (44)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial V_j} = -V_i (g_{ij} \cos \mathcal{G}_{ij} + b_{ij} \sin \mathcal{G}_{ij}) \quad (45)$$

– derivate del flusso di potenza reattiva rispetto a  $\mathcal{G}_i$  e  $V_i$  (46)(47)(48)(49);

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \mathcal{G}_i} = -V_i V_j (g_{ij} \cos \mathcal{G}_{ij} + b_{ij} \sin \mathcal{G}_{ij}) \quad (46)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \mathcal{G}_j} = V_i V_j (g_{ij} \cos \mathcal{G}_{ij} + b_{ij} \sin \mathcal{G}_{ij}) \quad (47)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_i} = -V_j (g_{ij} \sin \mathcal{G}_{ij} - b_{ij} \cos \mathcal{G}_{ij}) - 2V_i (b_{ij} + b_{si}) \quad (48)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_j} = -V_i (g_{ij} \sin \mathcal{G}_{ij} - b_{ij} \cos \mathcal{G}_{ij}) \quad (49)$$

– derivate della tensione rispetto a  $\mathcal{G}_i$  e  $V_i$  (50)(51)(52)(53).

$$\frac{\partial V_i}{\partial \mathcal{G}_i} = 0 \quad (50)$$

$$\frac{\partial V_i}{\partial \mathcal{G}_j} = 0 \quad (51)$$

$$\frac{\partial V_i}{\partial V_i} = 1 \quad (52)$$

$$\frac{\partial V_i}{\partial V_j} = 0 \quad (53)$$

Scomposizione della matrice  $G(x^k)$  mediante metodo di Cholesky e sostituzioni Forward/ Back

Successivamente al calcolo di  $H(x)$ , come definito nell’algoritmo, si rende necessario il calcolo della matrice  $G(x)$ . In seguito, per risolvere l’equazione finale (2.22), è possibile procedere all’inversione della matrice  $G(x)$ , oppure utilizzare un metodo di scomposizione.

Tra i metodi di scomposizione proposti in letteratura, uno dei più utilizzati ed affidabili è la tecnica di scomposizione di Cholesky. Essa consiste nello scomporre  $G(x)$  mediante due matrici triangolari (54).

$$G = L \cdot L^T \quad (54)$$

dove  $L$  rappresenta una matrice triangolare inferiore. È da notare che in caso di mancanza di completa osservabilità dell’intero sistema (condizione nota anche come inosservabilità di sistema), questa scomposizione potrebbe non essere possibile, così come non sarebbe possibile l’inversione di  $G(x)$  la quale risulterebbe singolare.

Una volta trovata la matrice  $L$  con cui scomporre  $G(x)$ , si risolve l’equazione (23) come riportato in (55) dove  $t^k$  rappresenta la parte destra dell’equazione (22).

$$LL^T \cdot \Delta x^k = t^k \quad (55)$$

La soluzione è così ottenuta in due punti:

1. sostituzione forward: si pone la condizione (56):

$$L^T \Delta x^k = u \quad (56)$$

e si ricavano gli elementi del vettore  $u$  a partire da  $u_1$  mediante sostituzioni “in avanti” (cioè dall’alto in basso) nell’equazione modificata:

$$Lu = t^k \quad (57)$$

in cui dalla prima riga si ricaverà  $u_1 = \frac{t_1}{L_{11}}$  e sostituendo  $u_1$  nelle righe restanti si ridurrà di una il numero delle equazioni. Ripetendo la stessa procedura per tutte le incognite  $u_i$  si otterrà l’intera soluzione per il vettore  $u$ .

2. sostituzione back: dopo aver ricavato il vettore  $u$ , dall’equazione (57) si ricavano gli elementi di  $\Delta x^k$ . La sostituzione è “all’indietro”, poiché si parte dall’ultima riga mediante:

$$\Delta x_n^k = \frac{u_n}{L_{nn}} \quad (58)$$

Queste sostituzioni risultano molto efficienti a causa delle caratteristiche della matrice  $G(x)$ , la quale è una matrice di tipo sparso. In particolare, in presenza di sistemi con un elevato numero di nodi che comportano matrici di grandi dimensioni, si ottiene un notevole risparmio in termini computazionali.

## DISTRIBUTION STATE ESTIMATION

L'algoritmo illustrato precedentemente rappresenta la struttura di base dei moderni sistemi di State Estimation per le reti di trasmissione (Transmission State Estimation - TSE). Come già visto, tali sistemi integrano nello State Estimator numerose altre funzionalità ed il tutto è reso possibile dal fatto che, a questo livello di rete, sono disponibili misure ridondanti provenienti, normalmente, da tutti i nodi della rete stessa.

Applicare gli stessi sistemi di State Estimation alle reti di distribuzione risulta un'operazione impraticabile per molteplici ragioni che vengono di seguito riportate [19][20][21]. Si richiede allora l'adozione di specifici algoritmi, che acquistano dunque la definizione di Distribution State Estimation (DSE) [22][23][24].

### Peculiarità dei sistemi di distribuzione

Nell'effettuazione di un calcolo di State Estimation, le principali differenziazioni che caratterizzano il sistema di distribuzione rispetto a quello di trasmissione si concentrano nella scarsa disponibilità di misure eseguite on-line. A livello della rete di distribuzione, infatti, non è pensabile, per l'estensione e il numero di nodi, introdurre un sistema di misura capillare della tensione in ogni nodo o delle potenze assorbite da ogni carico, similmente a quanto eseguito per i nodi di trasmissione dove sono praticate misure con elevato numero di ridondanza. Le uniche misure on-line disponibili sono solitamente locali (la tensione alle sbarre di cabina primaria o la potenza che viene assorbita dai singoli feeder in partenza dalla CP).

Se si utilizzassero nell'algoritmo esclusivamente tali misure si creerebbe un problema detto di "osservabilità" della rete. Il numero di variabili di stato  $n$  (tensioni e relativi angoli di fase), infatti, supererebbe il numero delle misure  $m$  e di conseguenza risulterebbe impossibile risolvere il sistema, dato che il numero delle incognite sarebbe maggiore del numero delle equazioni [25].

### Pseudo-misure

Al fine di superare le problematiche di osservabilità e pervenire alla stima approssimata dello stato di funzionamento della rete, l'algoritmo di un DSE deve integrare le poche misure in tempo reale disponibili in cabina primaria (misure locali, in particolare di tensione sulle sbarre AT e MT e di flussi di potenza) con le misurazioni remote (in particolare di tensione) se presenti in punti critici della rete con un gran numero di cosiddette "pseudo-misure".

Come introdotto in precedenza, per pseudo-misure si intendono in genere le stime del comportamento delle utenze (carichi e unità di generazione), solitamente ricavate off-line mediante modelli. Tuttavia non è possibile, data la variabilità dei carichi stessi, ottenere una stima deterministica del valore di questi ultimi. Si ricorre, quindi, a tecniche di previsione dell'assorbimento del singolo carico o di gruppi di carichi (Load Modelling) che forniscono un valore centrale unitamente ad una determinata incertezza potenzialmente piuttosto ampia in relazione a quella fornita da una misura anche di scarsa accuratezza. Dal valor di incertezza attribuita alle pseudo-misure, ipotizzando anche per queste una distribuzione di tipo normale, si risale alla deviazione standard da associare ai valori previsti. Queste tecniche consentono di determinare la potenza attiva e reattiva iniettate in un nodo in un dato istante, con le rispettive varianze, che rappresentano gli effettivi dati di ingresso dell'algoritmo di State Estimation. Molteplici tecniche di Load Modelling sono in grado di fornire tali indicazioni sulla base dell'analisi di misure locali, di dati contrattuali o tariffari.

Qualora ad un medesimo nodo di rete fossero allacciati molteplici impianti ognuno caratterizzato da pseudo-misure di assorbimento o produzione, è possibile ricondurre ad un unico impianto equivalente le singole unità a mezzo di un accorpamento effettuato su base statistica, sia per quanto riguarda i valori di potenza attiva che per la potenza reattiva. Si ricorda infatti come la somma di grandezze che presentano una distribuzione gaussiana ha anch'essa una distribuzione gaussiana con un valore centrale pari alla somma dei valori centrali (considerati con segno) e una varianza pari alla somma delle varianze (59).

$$\text{Var}\left(\sum_{i=1}^n a_i X_i\right) = \sum_{i=1}^n a_i^2 \text{Var}(X_i) \quad (59)$$

L'impossibilità di conoscere con precisione le potenze assorbite dai carichi, anche utilizzando raffinate tecniche di Load Modelling, comporta l'ingresso nell'algoritmo di dati affetti da elevati valori di incertezza e quindi deviazioni standard elevate. Come già accennato precedentemente, questo si riflette sulla deviazione standard delle tensioni stimate, e di conseguenza sulla loro incertezza. Può essere, così, necessario, collocare un certo numero di misure, specie di tensione, in punti strategici della rete. Il posizionamento e il numero ottimale di queste misure possono essere ricavati mediante appositi algoritmi. Un metodo alternativo a quelli proposti in letteratura [30], specificatamente studiato per le reti di distribuzione a struttura radiale, è stato sviluppato e di seguito riportato.

### **Problemi di condizionamento della matrice $G$**

La matrice  $G$  rappresenta il nocciolo computazionale dell'algoritmo di State Estimation in quanto la sua inversione influenza direttamente la possibilità di ottenere una soluzione corretta della stima e le tempistiche computazionali, secondo il relativo numero di condizionamento.

Nel calcolo matriciale il numero di condizionamento di una matrice  $A$  è espresso come in (60).

$$\kappa(A) = \|A^{-1}\| \cdot \|A\| \quad (60)$$

Esso fornisce un'indicazione sulla possibilità di risolvere numericamente un certo problema, o, in altre parole, consente di valutare se il problema è risolvibile da un punto di vista numerico. Se tale parametro caratteristico ha un valore ridotto, il problema è ben condizionato e può facilmente essere risolto, mentre qualora il numero di condizionamento fosse elevato, si dice che il problema è mal condizionato o debolmente condizionato. In tal caso il problema può non convergere o portare ad una soluzione errata.

Nella DSE vi sono diversi fattori che possono dar luogo ad un debole condizionamento della matrice  $G$ , rendendo talvolta impossibile giungere ad una soluzione.

Una delle cause principali è da ricercarsi nelle deviazioni standard elevate associate alle pseudo-misure che rientrano nell'algoritmo. Questo provoca la compresenza nella matrice di fattori di peso molto elevati legati alla presenza di misure accurate nel sistema (con conseguenti basse varianze) e fattori di peso molto bassi derivanti dalle pseudo-misure (con conseguenti varianze elevate), il che può potenzialmente dar luogo a problemi di condizionamento. In genere il risultato è l'impossibilità di invertire  $G$ : si ricorre, quindi, a complesse tecniche di scomposizione della stessa al fine di evitarne l'inversione.

Una seconda causa di debole condizionamento della matrice  $G$  è data dalla possibile presenza nella rete (e di conseguenza nella matrice) di elementi a impedenza molto diversa, ad esempio la

compresenza nel sistema di linee ad elevata impedenza (tratti lunghi e dimensionati in maniera ridotta, condizione tipica delle linee aeree) e linee a bassa impedenza (tratti corti e in cavo, tipici delle elettrificazioni in ambito urbano-industriale).

Un'ultima causa di debole condizionamento consiste nell'aver come dati d'ingresso valori numericamente troppo piccoli, a causa dell'uso di una potenza base per il sistema in per unità troppo elevata. Tale problema è facilmente risolvibile andando a fissare come indicazioni base nella trattazione analitica dei valori adeguati alle potenze o alle tensioni tipiche delle reti di distribuzione. In particolare, appare buona norma, con riferimento ai sistemi di distribuzione MT, fissare un valore di potenza base pari a 10 MVA (valore in linea con le indicazioni di massima taglia di impianto allacciabile a tali reti di distribuzione) e un valore di tensione base pari alla tensione nominale.

La possibile presenza di alcuni o tutti questi problemi obbliga ad utilizzare avanzate tecniche di calcolo matriciale. Tra quelle analizzate dettagliatamente in [24], la metodologia che sembra permettere di risolvere i problemi di convergenza nella maggior parte dei casi è la scomposizione ortogonale (orthogonal factorization o QR factorization).

Un modo per migliorare la stabilità numerica del problema senza dover ricorrere a tecniche particolari è l'utilizzo di "vincoli di uguaglianza" (equality constraints). Si tratta in pratica di assegnare un valore "fisso", e dunque affiancato da un'incertezza trascurabile, a quelle grandezze che sono note a priori. Per esempio, si può assegnare potenza iniettata nulla per i nodi che non prevedono carichi o generatori allacciati (nodi di diramazione).

Una considerazione importante da fare è che, alla luce delle problematiche illustrate, appare evidente come la loro soluzione dipenda strettamente dalla rete su cui si opera. Nell'implementazione di un DSE, dunque, si rende necessaria un'accurata scelta della tecnica o, più spesso, della combinazione di tecniche che forniscano la migliore convergenza del problema di State Estimation per la specifica rete in esame.

## **APPLICAZIONE DI ALGORITMI DI STATE ESTIMATION AD UNA RETE DI DISTRIBUZIONE CON ELEVATA PENETRAZIONE DI GD**

In questa sezione è stata approfondita l'implementazione di un algoritmo di State Estimation (SE) basato su tecnica WLS e la sua applicazione in ambiente simulato ad una rete di distribuzione di tipo industriale, caratterizzata da un'elevata penetrazione di GD. Sono state effettuate simulazioni di diverso tipo che hanno permesso di valutare il funzionamento di tale algoritmo, i fattori di maggior influenza sull'incertezza delle stime finali e le problematiche principali, al fine di guidare l'identificazione di soluzioni efficienti ed applicabili al contesto dei sistemi di distribuzione.

### **Descrizione del modello realizzato**

Nella presente sezione sono raccolte alcune simulazioni effettuate su una rete MT di tipo radiale. Le elaborazioni di State Estimation condotte sono di tipo "statico", in quanto l'algoritmo di State Estimation viene applicato ad una rete che sta funzionando con carichi e generatori a valori costanti, senza introdurre variazioni che ne producano una fase dinamica.

Al fine di valutare l'applicabilità degli algoritmi di State Estimation alle reti di distribuzione e contestualmente di individuare i fattori critici che influenzano la precisione delle stime, si ritiene sufficiente questa tipologia di simulazione. Verranno invece proposte successivamente simulazioni nel dominio temporale finalizzate a verificare l'efficacia delle misure adottate al fine di contenere l'incertezza nella valutazione complessiva delle condizioni di funzionamento della rete.

Le simulazioni qui riportate sono state condotte tramite l'utilizzo congiunto del software di calcolo MatLab® nella versione 6.01 [31] e del software di simulazione circuitale DIGSILENT® PowerFactory nella versione 13 [32]. Il calcolo di SE è realizzato a mezzo di un algoritmo sviluppato in MatLab®, il quale produce delle stime per le tensioni ai nodi della rete sulla base delle misure provenienti dalla rete stessa e delle numerose pseudo-misure che completano l'osservabilità del sistema. La modellazione della rete test in ambiente DIGSILENT® consente l'effettuazione di un calcolo di Load Flow (LF), il quale mette a disposizione a disposizione dell'utente tutti i dati che possono servire come ingressi dell'algoritmo di SE (flussi di potenza nelle linee, tensioni ai nodi, angoli di fase), oltre che i valori indipendenti dal calcolo come i parametri delle linee e le potenze assorbite o generate da carichi o generatori.

Il software di SE considera come "misure" effettuate sulla rete simulata alcuni dei risultati del calcolo di LF. A questi valori viene associata una incertezza al fine di replicare l'imprecisione di misura che fisicamente è presente nella catena di misura (trasduttore, trasmettitore e misuratore) di qualsiasi grandezza di rete.

A valle dell'esecuzione del calcolo di LF e dell'esecuzione dell'algoritmo di SE, i risultati ottenuti singolarmente all'interno dei due ambienti di calcolo vengono confrontati al fine di verificare l'esatta compatibilità tra i valori "veri" estratti dal LF e quelli stimati ottenuti dall'algoritmo creato. In particolare vengono confrontati i valori di tensioni e potenze stimate con quelle effettivamente riscontrate in rete.

### **Case study analizzato**

Al fine di ottenere le indicazioni di seguito riportate sono state condotte delle simulazioni statiche ripetute basandosi sulla rete di riferimento n. 1 (Figura 8), che viene illustrata nel dettaglio in appendice. Il caso studio è stato individuato al fine di evidenziare alcune peculiarità e caratteristiche in grado di enfatizzare gli effetti della presenza combinata in rete di molte unità GD allacciate. Tale aspetto rende difficoltoso trovare un corretto sistema di controllo della tensione e analogamente non agevola una corretta valutazione dello stato della rete.

Il modello costruito rappresenta una rete di distribuzione MT ( $V_n = 20$  kV) di "tipo industriale", ovvero caratterizzata da elevate potenze richieste dai carichi, da un numero elevato di cabine secondarie (utenze molto ravvicinate) e da tratti di linea relativamente corti. Questa conformazione di rete è stata scelta in quanto risulta essere molto simile alle reti di aree fortemente abitate e industrializzate, sia a livello italiano che internazionale, in particolare europeo.

La struttura di rete è di tipo radiale con due linee (feeder) in partenza dalla cabina primaria. Sono stati modellate caratteristiche differenti per i diversi feeder al fine di rappresentare verosimilmente un panorama più ampio di casi reali. Il collegamento tra la rete di trasmissione e quella di distribuzione è realizzato tramite un trasformatore abbassatore AT/MT (132/20 kV).

Nella rete sono stati rappresentate sia unità di generazione parzialmente comandabili da un controllore di rete globale al fine di mantenere opportuni livelli di tensione e flussi di potenza nelle linee di distribuzione e sui trasformatori (unità riportate in rosso nella figura precedente) che

unità GD non controllabili centralmente (indicati in blu), le quali rappresentano quegli impianti basati su fonti energetiche la cui disponibilità non è governabile (ad esempio impianti da fonte eolica o solare). Tali impianti, non direttamente comandabili o dispacciabili, si ritengono operanti a fattore di potenza unitario.

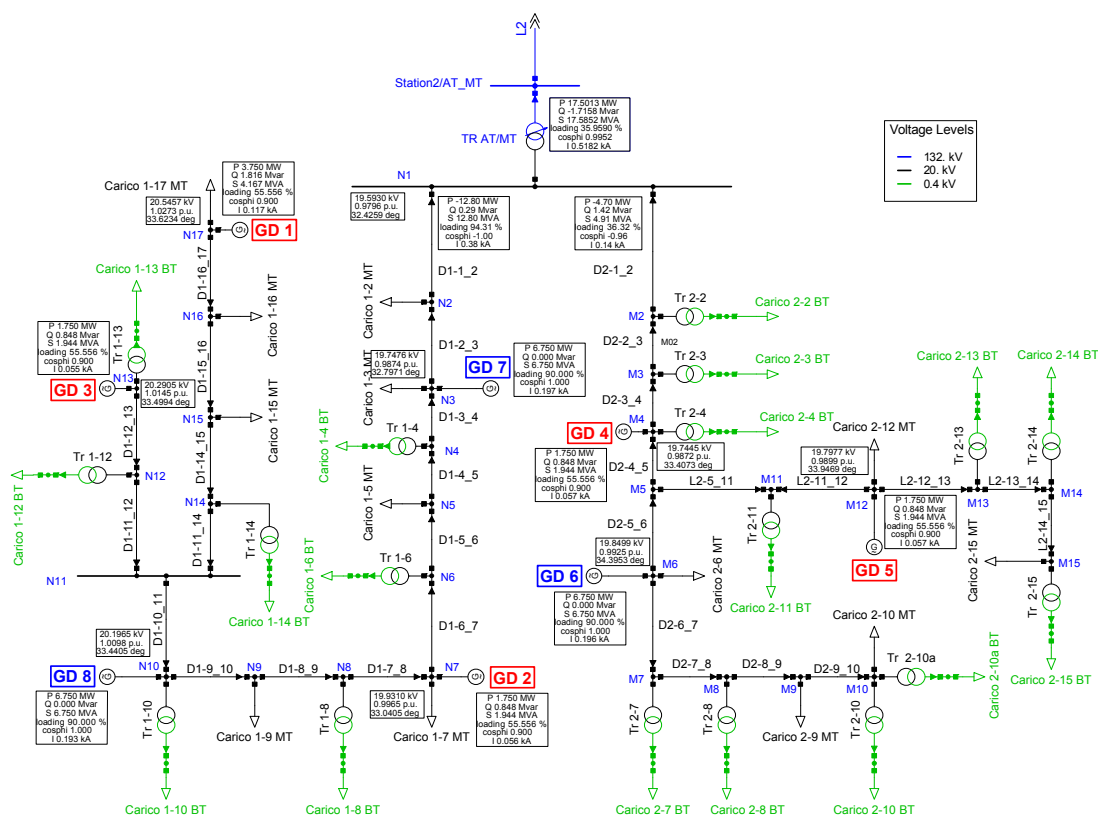


Figura 8 - Rete MT utilizzata per le simulazioni realizzata in DigSILENT PowerFactory®

Una importante conseguenza del disporre di unità di generazione disperse nella rete ma controllabili centralmente consiste nella possibilità di ritenere come ipotesi che siano presenti adeguati canali di comunicazione tra le unità GD controllabili centralmente ed il controllore, posizionato in CP. Tali canali potranno, quindi, essere utilizzati anche ai fini della SE, consentendo di attrezzare i nodi di allacciamento delle unità GD con sistemi di misura on-line della tensione ed eventualmente della potenza erogata. In alternativa, nei paragrafi seguenti è riportata una teoria alternativa sviluppata nell'intento di posizionare in maniera ottimizzata nella rete di distribuzione alcune misure aggiuntive di tensione al fine di garantire i livelli minimi richiesti di accuratezza delle stime di tensione e flussi di potenza.

### Ipotesi di base delle simulazioni realizzate

È stato condotta una analisi iterativa indirizzata ad analizzare nel dettaglio l'incidenza di diversi fattori dominanti sul valore dell'incertezza delle tensioni stimate. I fattori determinanti analizzati sono:

- misure di tensione:
  - posizione dei nodi di misura;
  - precisione degli strumenti di misura;
  - numero dei punti di misura;
- misure di flussi di potenza:
  - linee scelte per la misura;
  - precisione degli strumenti di misura;
  - numero dei flussi misurati;
- pseudo-misure (potenze assorbite dai carichi, potenze generate da GD):
  - incertezza attribuita ai singoli valori.

Alla base dell'analisi iterativa condotta sono state prese a riferimento alcune ipotesi preliminari che appaiono verosimili e facilmente verificabile in una reale applicazione futura del concetto di rete attiva monitorata e controllata:

- lo State Estimator sarà presumibilmente integrato all'interno di un sistema di controllo complessivo che dovrà essere in grado di agire sulle risorse locali e distribuite per garantire il livello richiesto di qualità della fornitura alle utenze della rete di distribuzione. Di conseguenza, appare ragionevole posizionare tale unità di monitoraggio, controllo e supervisione in cabina primaria. Poiché la realizzazione di punti di misura distribuiti nella rete può condurre a problematiche non trascurabili in termini di costo e di facilità di realizzazione (principalmente legate alla disponibilità di canali di comunicazione affidabili e disponibili), con conseguente necessità di trasmissione dei dati, la tenenza dei distributori sarà quella di limitare il più possibile il numero di misurazioni remote pur mantenendo adeguati livelli di affidabilità e accuratezza della stima dello stato operativo di funzionamento del sistema. Risulta invece importante e di costo limitato l'acquisizione nell'algoritmo di SE di tutte le misure disponibili localmente. In particolare si considera di avere la disponibilità di:
  - misura della tensione alle sbarre di cabina primaria (nodo N1);
  - misura dei flussi di potenza uscenti dalla cabina primaria sui due feeder (quindi  $P$  e  $Q$  sui tratti N1-N2 e N1-M2, con indicazione sul verso del flusso di potenza);
- qualora, avendo a disposizione solo misurazioni locali e pseudo-misure, il risultato ottenibile nella stima dello stato non sia sufficiente a rispettare i vincoli di accuratezza richiesti dal distributore, si rende necessaria l'installazione di ulteriori punti di misura remota. In particolare, nella trattazione seguente, si fa riferimento all'acquisizione on-line delle misurazioni locali di tensione nei nodi di allacciamento delle unità GD. Tale considerazione è stata condotta sia perché localmente è già presente la relativa strumentazione di misura, sia perché, nell'ottica di un controllo delle risorse distribuite, potrebbero essere sfruttati per l'invio dei dati gli stessi canali di comunicazione utilizzati per il controllo;
- L'algoritmo di SE richiede la definizione temporale dell'istante di valutazione della stima dello stato, di conseguenza deve essere definito univocamente l'angolo della tensione del nodo di riferimento N1, il quale è stato fissato pari a zero ( $\mathcal{A}_1 = 0$ ). In realtà, poiché tale



nodo non può risultare a potenza infinita, in generale tale valore sarà generalmente diverso da zero. In funzione dell'ipotesi condotta, si calcolano gli angoli delle tensioni stimate con riferimento a zero, per poi sommarvi il valore che  $\mathcal{Q}_1$  effettivamente riscontrato nel calcolo di LF;

- sono fissati i valori di funzionamento dei generatori, i quali vengono riportati in Tabella 2.

**Tabella 2 - Valori di riferimento della potenza generata delle unità GD**

Unità GD controllate centralmente	Nodo	P [MW]	Q [Mvar]
GD 1	N17	6	2.906
GD 2	N7	3	1.453
GD 3	N13	3	1.453
GD 4	M4	3	1.453
GD 5	M12	3	1.453
Unità GD non controllate centralmente	Nodo	P [MW]	Q [Mvar]
GD 6	M6	6	0
GD 7	N3	6	0
GD 8	N10	6	0

### **Incidenza della precisione degli strumenti di misura sull'incertezza delle stime**

Questa prima simulazione ha come scopo quello di mettere in evidenza lo stretto legame che esiste tra l'incertezza di cui sono affette le misure di tensione, e l'incertezza risultante per le stime. Come prima simulazione, si è ipotizzato di utilizzare esclusivamente la misura della tensione alle sbarre MT di cabina primaria (nodo N1, come indicato in Figura 8) al fine di quantificare l'incidenza della precisione con cui tale misura è eseguita sull'incertezza delle stime ottenibili.

Le incertezze associate a ciascuna grandezza sono riportate nella seguente Tabella 3.

**Tabella 3 - Ipotesi considerate nella simulazione**

	Grandezza	Incertezza
Carichi	$P$	$\pm 100\%$
	$Q$	$\pm 100\%$
GD-C	$P$	$\pm 100\%$
	$Q$	$\pm 100\%$
GD-NC	$P$	$\pm 100\%$
	$Q$	$\pm 100\%$
Flussi di potenza	$P$	$\pm 3\%$
	$Q$	$\pm 3\%$

GD-C generatori controllati centralmente;  
GD-NC generatori non controllati

Sono stati inseriti come valori di incertezza assegnati alcune indicazioni scelte sulla base di quelle proposte in letteratura [25][30][33][34][35], considerandone la corrispondenza ai dati tipici della comune strumentazione di misura. Inoltre sono state effettuate le seguenti considerazioni:

- si suppone che il valore delle potenze assorbite dai carichi possa variare nella realtà del  $\pm 100\%$  rispetto al suo valore centrale, il che equivale a non avere nessuna indicazione del possibile valore istantaneo della potenza assorbita. Ovviamente questo intervallo copre le possibili variazioni del carico fino all'assorbimento nullo, ma può comportare anche valori di potenza che superano quella massima ammessa. Una soluzione potrebbe sembrare quella di assegnare il valore della potenza assorbita al 50 % della potenza massima del carico in questione, in modo che il range di possibili variazioni sia esteso da zero alla potenza massima. Tuttavia, occorre anche assegnare un valore centrale ai singoli carichi che sia statisticamente il più probabile nel tempo, per cui può non risultare idoneo l'utilizzo di metà della potenza massima;
- si suppone di non conoscere il valore istantaneo della potenza generata dalle unità GD. Questo può essere dovuto alla mancanza di una misura remota della potenza o alla mancanza di un qualche altro sistema per la conoscenza di tale valore;
- si suppone di conoscere i valori istantanei dei flussi di potenza in partenza dalla cabina primaria lungo i due feeder. Si ipotizza, infatti, di fare uso di misure "reali", a cui è assegnata un'incertezza tipica delle misure di potenza, ritrovata anche in letteratura, che si è mantenuta costante in tutte le simulazioni.

Dal calcolo di LF in ambiente DIGSILENT<sup>®</sup> sono estratte le indicazioni corrispondenti alle misure equivalenti che si suppongono effettuate nella rete test. Tali misurazioni (riportate in Tabella 4), che costituiscono nella specifica simulazione gli unici dati "certi" insieme alla topologia della rete, sono trasferite all'interno dell'algoritmo di SE. In particolare è possibile notare l'inversione del flusso di potenza che si verifica sui tratti in partenza dalla cabina primaria a causa della massiccia penetrazione di generazione distribuita posizionata nella rete (si ricorda che le indicazioni di flusso di potenza sono orientati positivamente dalla CP verso la periferia della rete MT).

**Tabella 4 - Caratterizzazione delle misure nella simulazione**

	Misure di tensione		Flussi di potenza	
	$V$ [kV]	$v$ [p.u.]	$P$ [MW]	$Q$ [Mvar]
N1	19.837	0.9919	N1 – N2	-15.746
			N1 – M2	-6.417

Sono di seguito riportati gli andamenti dell'incertezza nella stima dei profili di tensione conseguenti alla scelta dell'apparecchiatura di misura posizionata in cabina primaria, in particolare della misurazione di tensione. Nei grafici di Figura 10 e Figura 11 sono riportate le incertezze percentuali della tensione stimata per ogni singolo nodo di ciascun feeder.

È possibile vedere come la presenza delle misure di flusso di potenza in partenza delle singole linee di distribuzione comporti una omogeneizzazione dei valori di incertezza nei tratti finali dei feeder in presenza di apparecchiature di bassa precisione per il rilevamento della tensione in CP.

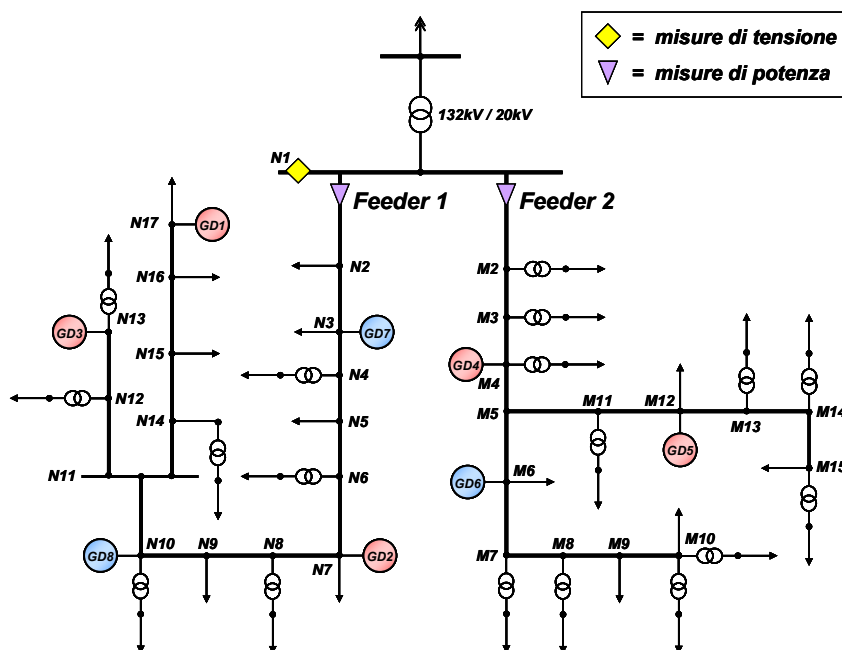


Figura 9 - Rappresentazione grafica del posizionamento delle misure nella rete

Questo aspetto è spiegato anche dal fatto che, procedendo verso la periferia della rete e allontanandosi dal nodo di misura (N1), vengono ad incidere maggiormente le incertezze delle potenze assorbite dai carichi o generate dagli impianti GD. Tali fattori di influenza sono peraltro dipendenti dalle potenze iniettate o assorbite ai nodi. Di conseguenza è possibile osservare un'incertezza molto elevata e di fatto indipendente dalla precisione della misura di tensione in corrispondenza dei nodi terminali dei feeder (es. nodo N17 del feeder 1).

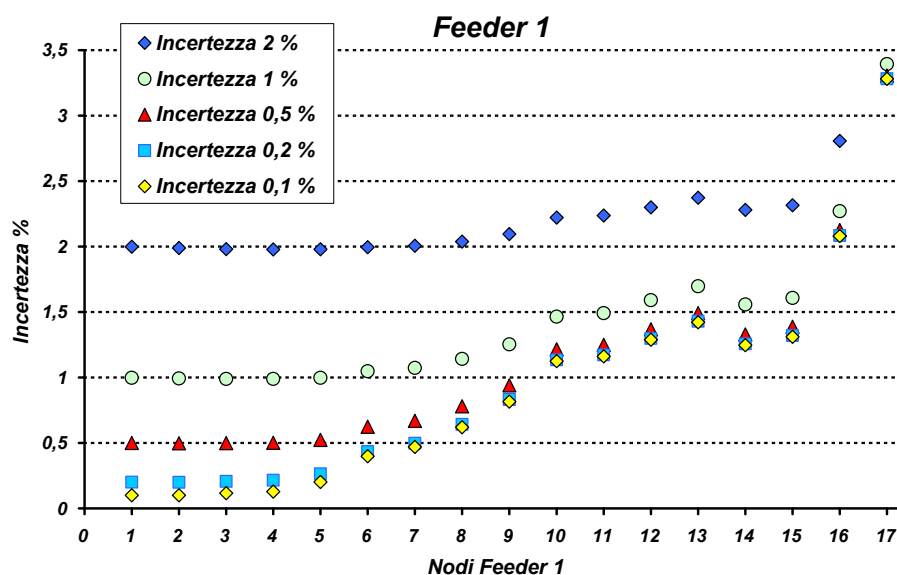


Figura 10 - Incertezza della tensione stimata in ogni nodo per classi diverse di precisione degli strumenti di misura della tensione stessa – Feeder 1

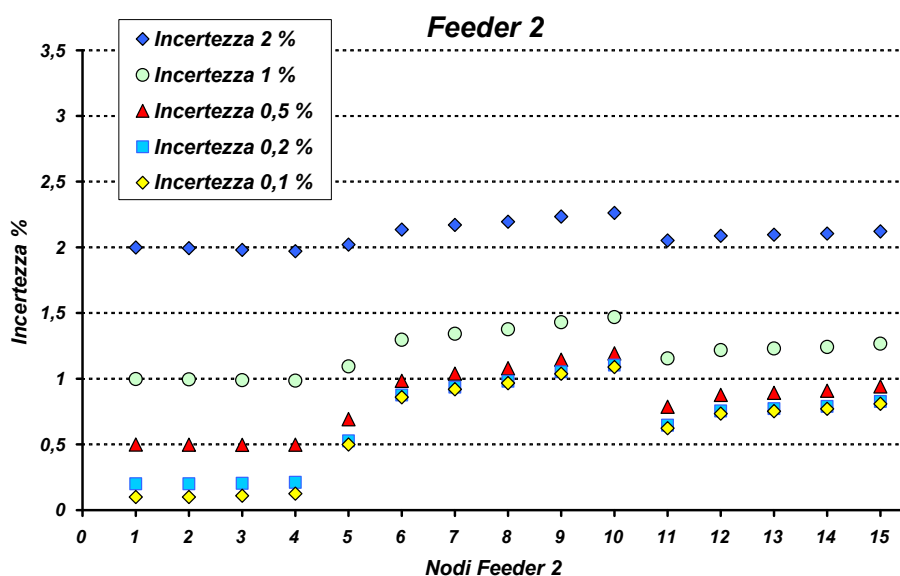


Figura 11 - Incertezza della tensione stimata in ogni nodo per classi diverse di precisione degli strumenti di misura della tensione stessa – Feeder 2

### Incidenza dell'indeterminatezza dei carichi sull'incertezza delle stime di tensione

Supponendo che non siano presenti nella rete misurazioni di dettaglio in merito all'assorbimento di potenza attiva e reattiva da parte dei carichi, con eccezione della misura di flusso di potenza a saldo in cabina primaria, sono state condotte alcune simulazioni tese ad individuare l'influenza dell'incertezza delle pseudo-misure rappresentanti i singoli assorbimenti sull'incertezza complessiva nella stima della tensione nei diversi nodi della rete di distribuzione.

Si è ipotizzata la presenza di apparecchi per la misura della tensione esclusivamente sulle sbarre MT di cabina primaria (nodo N1). Le incertezze di misura utilizzate sono riportate in Tabella 5.

Tabella 5 - Ipotesi considerate nella simulazione

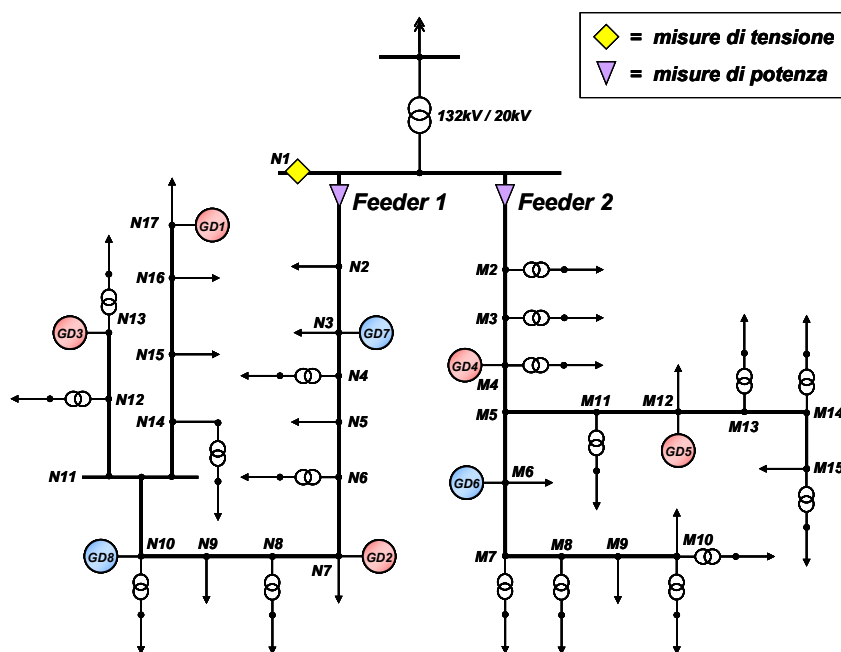
	Grandezza	Incertezza
Tensioni	$V$	$\pm 0.5\%$
GD-C	$P$	$\pm 3\%$
	$Q$	$\pm 3\%$
GD-NC	$P$	$\pm 3\%$
	$Q$	$\pm 3\%$
Flussi di potenza	$P$	$\pm 3\%$
	$Q$	$\pm 3\%$

Nel dettaglio si è supposto di conoscere con buona precisione il valore della potenza erogata dalle unità GD, il che comporta la presenza di una misurazione remota on-line con incertezza fissata al 3%). Alternativamente, come verrà discusso in seguito, è possibile prevedere comunicazioni discrete tra le unità di generazione e il controllore centrale qualora la potenza erogata in rete dall'unità di generazione si discosti dal valore precedentemente comunicato per un'ampiezza maggiore di una certa soglia prestabilita.

I valori derivanti dal calcolo di LF che vengono trasferiti come misurazioni all'algoritmo di SE sono di seguito riportati in Tabella 6.

**Tabella 6 - Caratterizzazione delle misure nella simulazione**

	Misure di tensione		Flussi di potenza	
	$V$ [kV]	$v$ [p.u.]	$P$ [MW]	$Q$ [Mvar]
N1	19.837	0.9919	N1 – N2	-15.746
			N1 – M2	-6.417
				-1.410
				0.494



**Figura 12 - Rappresentazione grafica del posizionamento delle misure nella rete**

Sono riportate in Figura 13 e Figura 14 due grafici che mostrano quale sia l'influenza dell'incertezza delle pseudo-misure abbinate alle potenze assorbite dai carichi sull'incertezza della tensione stimata. È indicata l'incertezza percentuale della tensione stimata per ogni singolo nodo di ciascun feeder.

L'analisi degli andamenti desunti evidenzia come l'incidenza dell'indeterminatezza dei carichi sull'incertezza delle tensioni stimate sia significativa per entrambi i feeder. In maniera analoga a quanto visto nella sezione precedente, l'incertezza aumenta procedendo dalla CP (sede dell'unica misura di tensione) verso la periferia della rete.

È possibile ottenere inoltre alcune indicazioni in merito a come le caratteristiche salienti della rete influenzino la propagazione dell'incertezza sulla stima delle tensioni. In particolare, con riferimento alla Figura 12, si nota una significativa differenza tra la propagazione dell'incertezza nei rami M5 – M15 e M5 – M10 del feeder 2. Questo si spiega analizzando la struttura e le caratteristiche elettriche dei due rami, che sono brevemente riassunte in Tabella 7. Si dimostra infatti come nel ramo che risulta più debole elettricamente, maggiormente caricato e più lungo (tratto M5 – M10), l'incertezza delle stime di tensione risenta maggiormente del peso dei carichi e della loro incertezza.

Di conseguenza, è possibile affermare come l'incertezza nella stima dello stato operativo della rete dipenda direttamente dall'incertezza con cui sono note le pseudo misure rappresentative degli scambi attivi e reattivi delle utenze con la rete, le quali andranno pesate in funzione della distanza elettrica tra le singole utenze e i punti di misurazione on-line.

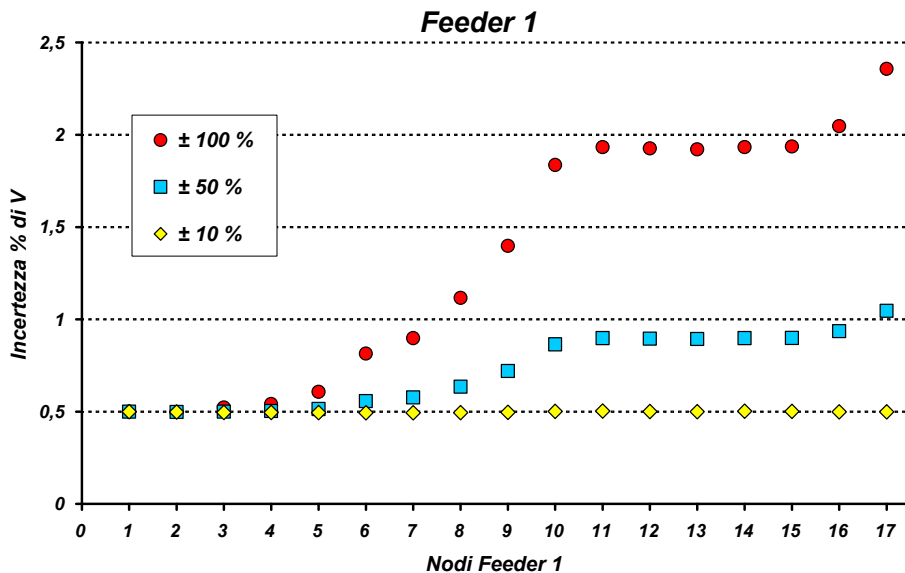


Figura 13 - Incertezza della tensione stimata in ogni nodo per livelli diversi di indeterminatezza dei carichi – Feeder 1

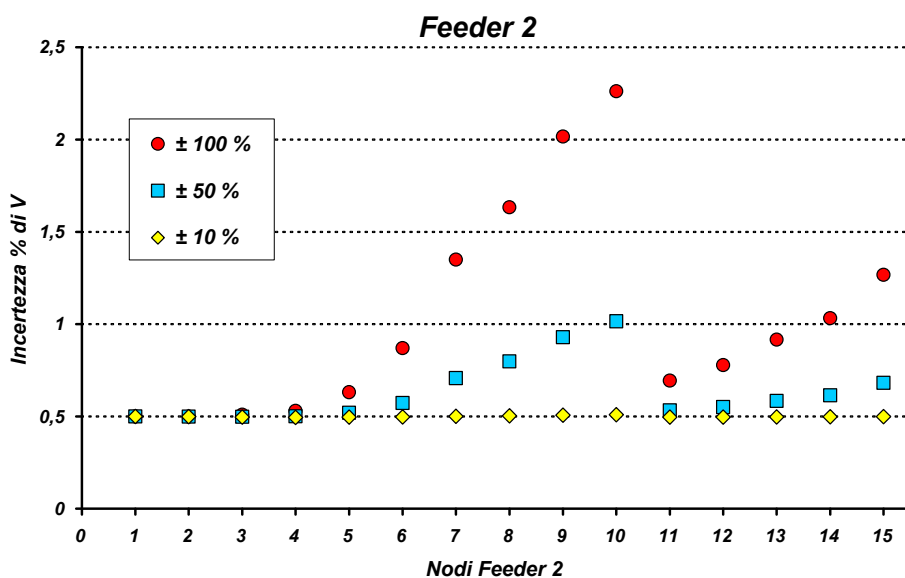


Figura 14 - Incertezza della tensione stimata in ogni nodo per livelli diversi di indeterminatezza dei carichi – Feeder 2

**Tabella 7 - Caratteristiche principali dei rami terminali del feeder 2**

	Ramo M5 – M10	Ramo M5 – M15
Carico complessivo (solo passivo)	2.92 MW	1.83 MW
Lunghezza	5.96 km	4.8 km
Tipo di linee	Aeree (50 mm <sup>2</sup> )	Cavo (95 mm <sup>2</sup> )
Rapporto R/X linee	0.9	2.51

Dall'analisi delle figure sopra riportate si deduce anche come una accurata conoscenza dei carichi (incertezza pari a  $\pm 10\%$ ) comporti un profilo di incertezza delle tensioni stimate quasi piatto, cioè il valore dell'incertezza della misura di tensione in CP si ritrova pressoché immutata su tutti i nodi. Tuttavia, applicando questo risultato al contesto realistico delle reti di distribuzione attive, è opportuno sottolineare che questo risultato è ottenibile nel momento in cui sia nota con buona precisione la potenza erogata dalle unità GD. Inoltre per avere una così bassa incertezza sul valore della potenza assorbita dai singoli carichi, è necessario utilizzare raffinate tecniche di previsione del carico elettrico o di Load Modelling la cui definizione teorica e successiva applicazione saranno illustrate nei prossimi capitoli.

### **Incidenza dell'indeterminatezza delle potenze generate da GD sull'incertezza delle stime di tensione**

Nel case study sviluppato, le unità GD forniscono alla rete potenze piuttosto elevate in relazione agli assorbimenti complessivi dei carichi. Questo comporta che l'incertezza con cui sono noti questi valori abbia un peso notevole sul calcolo dell'incertezza delle stime di tensione. In questa analisi viene quindi analizzato l'effetto di tre diversi livelli di incertezza sulla potenza generata dalle unità GD. È considerata presente un'unica misura di tensione in rete eseguita alle sbarre MT di cabina primaria. Le incertezze associate a ciascuna grandezza sono riportate in Tabella 8.

**Tabella 8 - Ipotesi considerate nella simulazione**

	Grandezza	Incertezza
Tensione	$V$	$\pm 1\%$
Carichi	$P$	$\pm 100\%$
	$Q$	$\pm 100\%$
GD-C	$P$	variabile
	$Q$	variabile
GD-NC	$P$	variabile
	$Q$	variabile
Flussi di potenza	$P$	$\pm 3\%$
	$Q$	$\pm 3\%$

Si riportano di seguito (Figura 15 e Figura 16) due grafici che mostrano quale sia l'influenza dell'incertezza delle potenze generate dalle unità GD sull'incertezza della tensione stimata. È indicata l'incertezza percentuale della tensione stimata per ogni singolo nodo di ciascun feeder. Nel dettaglio, vengono visualizzati i risultati corrispondenti ai 3 scenari analizzati (Tabella 9), dalla completa assenza di informazioni in merito alle modalità operative dell'impianto (di cui lo stimatore conosce esclusivamente i dati di targa) alla completa definizione del comportamento dalle utenze attive (configurazione 3).

**Tabella 9 – Scenari sviluppati nella simulazione**

	Incertezza su $P$ e $Q$	
	GD-C	GD-NC
Configurazione 1	$\pm 100 \%$	$\pm 100 \%$
Configurazione 2	$\pm 3 \%$	$\pm 100 \%$
Configurazione 3	$\pm 3 \%$	$\pm 3 \%$

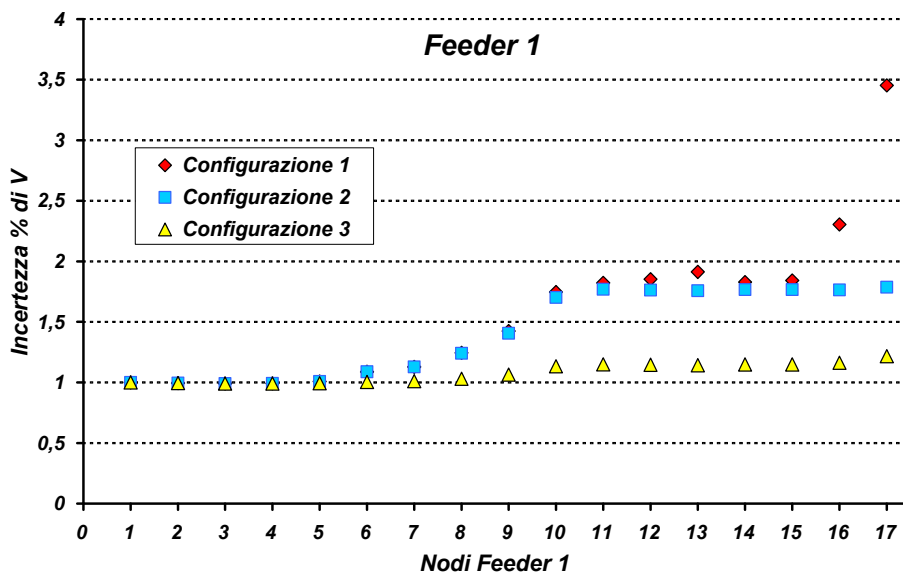


Figura 15 - Incidenza dell'incertezza delle potenze generate, in 3 casi diversi, sull'incertezza della tensione stimata in ogni nodo – Feeder 1

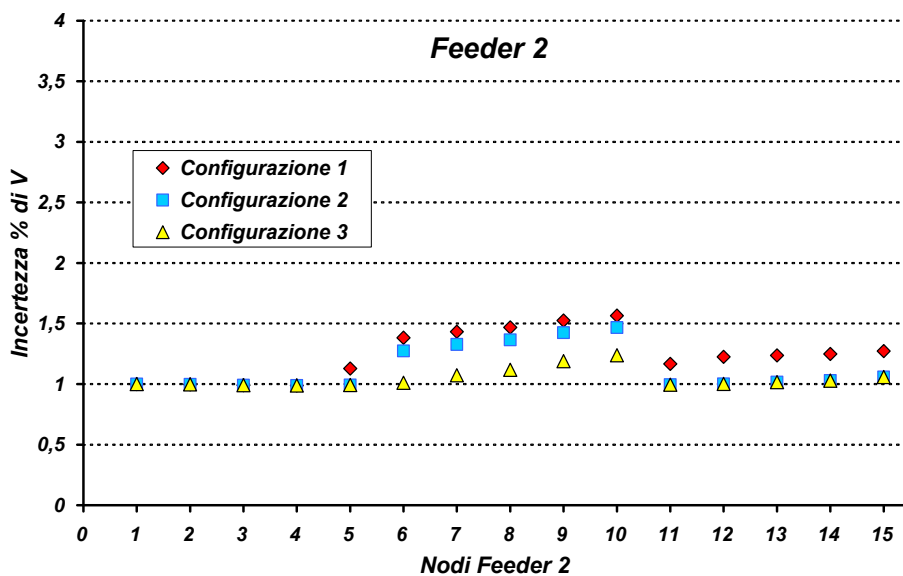


Figura 16 - Incidenza dell'incertezza delle potenze generate, in 3 casi diversi, sull'incertezza della tensione stimata in ogni nodo – Feeder 2



Il massimo valore di incertezza si presenta sul feeder 1 nella prima configurazione e in corrispondenza del nodo terminale (N17), dove è presente un generatore di elevata taglia la cui incertezza ha dunque un peso notevole all'interno dell'algoritmo. Attraverso la conoscenza on-line di alcune potenze generate dalle unità controllate (condizione 2), si osserva un dimezzamento dell'incertezza di tensione per il nodo terminale del feeder 1. Nel passaggio dalla configurazione 2 alla 3, infine, viene abbassato il valore di incertezza dell'output di potenza dei 3 generatori non controllati, 2 dei quali sono allacciati sul feeder 1, per cui si osserva un'ulteriore miglioramento dell'incertezza delle stime.

Analizzando gli andamenti ottenibili per il feeder 2, è possibile notare come l'incidenza dell'incertezza delle potenze generate nei confronti dell'incertezza delle stime è molto minore, a causa del minore rapporto tra la capacità di generazione presente sulla linea e il valore cumulato degli assorbimenti dei carichi allacciati al medesimo sottosistema.

È inoltre possibile osservare come l'effetto dell'incertezza sulla conoscenza dei valori di potenza generata abbia una elevata influenza locale: per il feeder 2, infatti, analizzando il tratto M5 – M10, non si verificano variazioni significative in termini di accuratezza della stima passando dalla configurazione 1 alla configurazione 2. Questo è legato direttamente al fatto che le condizioni di conoscenza dei parametri e delle relative incertezze tra le due condizioni analizzate non sono alterate nel passaggio dalla condizione 1 alla condizione 2, di conseguenza la limitata riduzione nell'incertezza delle stime è pari alla riduzione di incertezza nella stima della tensione nel nodo alimentante la diramazione M5 – M10, ovvero il nodo M5

### **Incidenza del numero e della posizione delle misure di tensione sull'incertezza delle tensioni stimate**

Le simulazioni di seguito riportate sono indirizzate all'ottenimento di indicazioni specifiche in merito all'influenza del numero e della posizione dei punti di misura della tensione. I due aspetti sono valutati congiuntamente, procedendo al calcolo di SE a partire dalla situazione che prevede una unica misura di tensione in CP (nodo N1).

Si riportano in Tabella 10 le ipotesi condotte per le seguenti considerazioni.

**Tabella 10 - Ipotesi considerate nella simulazione**

	Grandezza	Incertezza
Tensione	$V$	$\pm 1 \%$
Carichi	$P$	$\pm 100 \%$
	$Q$	$\pm 100 \%$
GD-C	$P$	$\pm 100 \%$
	$Q$	$\pm 100 \%$
GD-NC	$P$	$\pm 100 \%$
	$Q$	$\pm 100 \%$
Flussi di potenza	$P$	$\pm 3 \%$
	$Q$	$\pm 3 \%$

In questa fase di valutazione preliminare delle performance ottenibili da un algoritmo di SE al variare del numero e delle performance delle misure di tensione aggiunte nella rete, tali misure remote sono posizionate secondo criteri derivanti dalla letteratura e congiuntamente dall'esperienza maturata nel monitoraggio delle reti di distribuzione con elevata presenza di GD.

Nel sistema di trasmissione in AT, per un collocamento ottimizzato delle misure si utilizzano diversi algoritmi, che indicano i nodi in cui allocare gli equipaggiamenti di misura e ne minimizzano il numero, pur mantenendo un elevato livello di ridondanza delle misurazioni al fine di limitare il numero di pseudo-misure, le quali vengono utilizzate solo in caso di misure on-line non concordi o assenti per guasto. Purtroppo, come ampiamente illustrato in letteratura [30], questi metodi non si prestano ad essere applicati a reti di distribuzione, sia perché si basano sulla ridondanza delle misure, sia perché fanno largo uso delle costose misure dei flussi di potenza attiva e reattiva, sia, infine, perché possono introdurre problemi di osservabilità della rete.

Sono di conseguenza stati sviluppati in letteratura diversi metodi di posizionamento delle misure, i quali si basano sull'esecuzione iterativa e off-line di calcoli di LF variando di volta in volta la posizione dei punti di misura al fine di ottenere la configurazione che minimizza l'incertezza della tensione stimata per quei nodi che non dispongono di misure dirette. Nella presente sezione si è fatto uso di uno strumento analogo al fine di posizionare le misure remote di tensione, mentre in una sezione successiva verrà illustrato una procedura innovativa in grado di pervenire on-line al posizionamento ottimale delle misurazioni remote tramite una accurata caratterizzazione della rete in termini di SE.

Partendo dalla configurazione base (che è dotata di una sola misurazione di tensione in CP), il metodo qui utilizzato localizza un ulteriore sito di misurazione di tensione nel nodo che presenta la massima incertezza. Sullo stesso principio, la metodologia iterativamente aggiunge ulteriori misurazioni di tensioni fino a soddisfare in ogni nodo della rete il target di accuratezza richiesto.

Facendo uso di tale procedura, è probabile che i nodi che risultano adatti all'installazione di punti di misura non coincidano con i nodi di allacciamento delle unità GD. Di conseguenza viene a mancare l'ipotesi di utilizzare la strumentazione di misura che è già presente nell'interfaccia delle unità GD. Per considerare questo aspetto, nel realizzare la procedura di inserimento delle misurazioni remote, le apparecchiature di misurazione sono collocate nei nodi di generazione più vicini a quei nodi che risultavano essere la scelta ottimale, qualora siano connessi delle unità GD in prossimità di tali allocazioni ottimali.

I grafici ottenuti sono presentati di seguito. In essi si mostra l'incertezza della tensione stimata per ogni nodo in funzione di diverse combinazioni dei punti di misura della tensione ottenuti come descritto precedentemente.

Dall'analisi della Figura 18, si evince il procedimento approssimato seguito per il feeder 1:

- Un primo calcolo di SE con misura di tensione posizionato solo al nodo N1 ha individuato il nodo terminale della linea (N17) come punto della rete caratterizzato dal massimo livello di incertezza nella tensione stimata (profilo azzurro);
- Poiché il nodo che presenta la massima incertezza nella stima coincide con un nodo di generazione, si procede inserendo una misura di tensione nel nodo individuato. Si ottiene conseguentemente lungo tutto il feeder una drastica riduzione dell'incertezza, che scende al di sotto del 2 % per tutti i nodi della linea (profilo rosso);
- Poiché l'incertezza massima non soddisfa il target posto del 1 %, si procede ulteriormente andando a individuare il nodo 13 come il punto affetto dalla massima incertezza dopo l'inserimento della prima misurazione remota di tensione.
- In maniera analoga a quanto visto precedentemente, poiché il nodo individuato è caratterizzato dalla presenza di una unità GD, si posiziona una seconda misurazione remota di tensione. Ne risulta un'ulteriore riduzione dell'incertezza (profilo giallo), la quale viene ad essere per tutti i nodi inferiore al 1 %.

- Qualora si volesse inserire una ulteriore misura remota di tensione, il nodo con la massima incertezza è N11. In questo caso la misura è forzatamente spostata nel nodo N10 al fine di riutilizzare la misurazione già presente in quel nodo in quanto sede di un gruppo di generazione. Si ottiene in conclusione un andamento soddisfacente dell'incertezza nell'intero feeder rappresentato dal profilo blu (Figura 17).

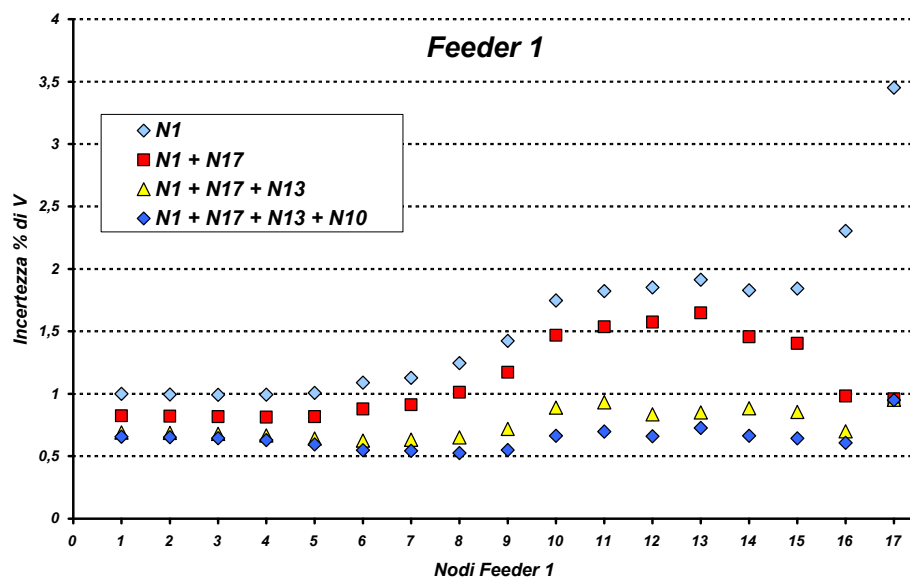


Figura 17 - Incertezza delle tensioni stimate per ogni nodo in funzione di diverse collocazioni dei nodi di misura della tensione stessa – Feeder 1

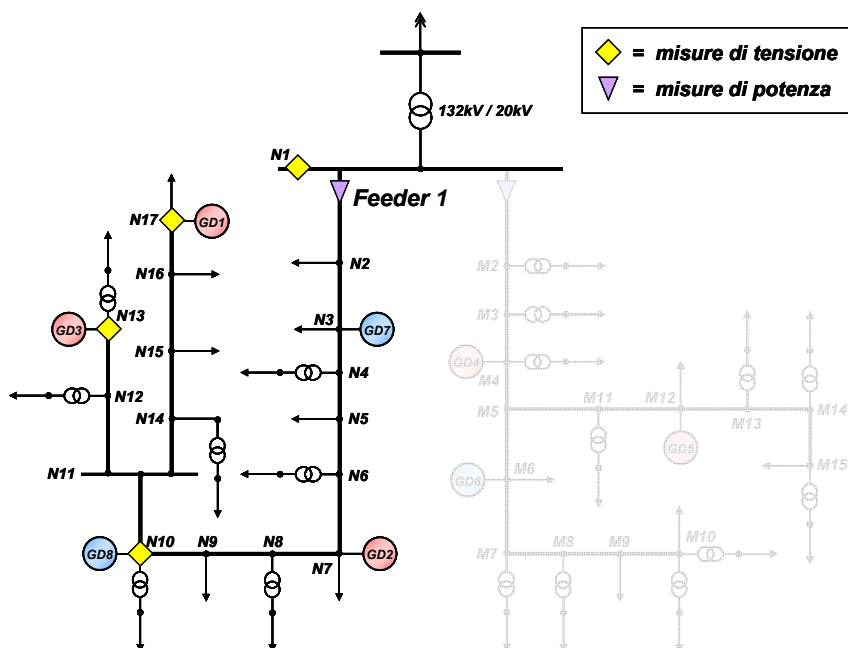


Figura 18 - Rappresentazione grafica del posizionamento delle misure nel feeder 1

Dalle considerazioni condotte è interessante notare come l'incertezza delle stime risulta sempre inferiore all'incertezza delle relative misure, anche negli stessi nodi di misura. Questo è dovuto all'effetto congiunto di più misure lungo il feeder, in quanto le singole incertezze, combinandosi tra loro, si riducono [25] e aumentandone il numero all'interno del feeder tale riduzione si accentua.

Ripetendo il medesimo procedimento nel caso del feeder 2, si ottengono i risultati rappresentati in Figura 20 frutto della seguente procedura:

- Il primo calcolo di SE con misura di tensione nel solo nodo N1 individua il nodo M10 come elemento di rete a maggiore incertezza sulla stima di tensione (serie azzurra);
- Vista l'assenza di generatori distribuiti allacciati in prossimità della localizzazione individuata, si procede al posizionamento in quel punto di un equipaggiamento per la misura remota della tensione. Questo produce una drastica riduzione dell'incertezza esclusivamente lungo la diramazione M5 – M10, mentre la riduzione è modesta da N1 a M5 e da M5 a M15 (profilo rosso). Questo è dovuto prevalentemente alla lontananza di questi nodi dalle misure di tensione presenti nella rete.
- Avendo verificato un eccessivo valore di incertezza massima nella rete, si rende necessario procedere ulteriormente individuando il nodo M15 come nuova allocazione ottimale della misura di tensione. Non essendo disponibile in prossimità di tale allocazione una unità di generazione, si dovrà installare una seconda unità di misura. Questa comporta una cospicua riduzione dell'incertezza solo per il ramo M5 – M15 (profilo giallo);
- Una ulteriore misura potrebbe essere richiesta al nodo M6 dove è collocata una unità di generazione. Il risultato dell'utilizzo all'interno dell'algoritmo di SE della terza misura remota di tensione è rappresentato dal profilo blu, il quale non manifesta un sensibile miglioramento rispetto al precedente profilo giallo se non nella zona prossima al nuovo punto di misura remota (Figura 19).

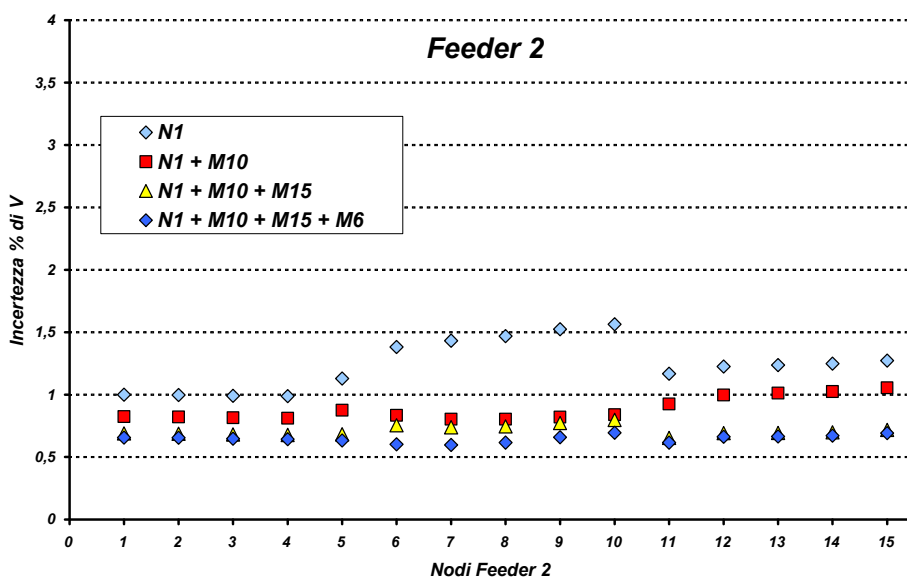


Figura 19 - Incertezza delle tensioni stimate per ogni nodo in funzione di diverse collocazioni dei nodi di misura della tensione stessa – Feeder 2

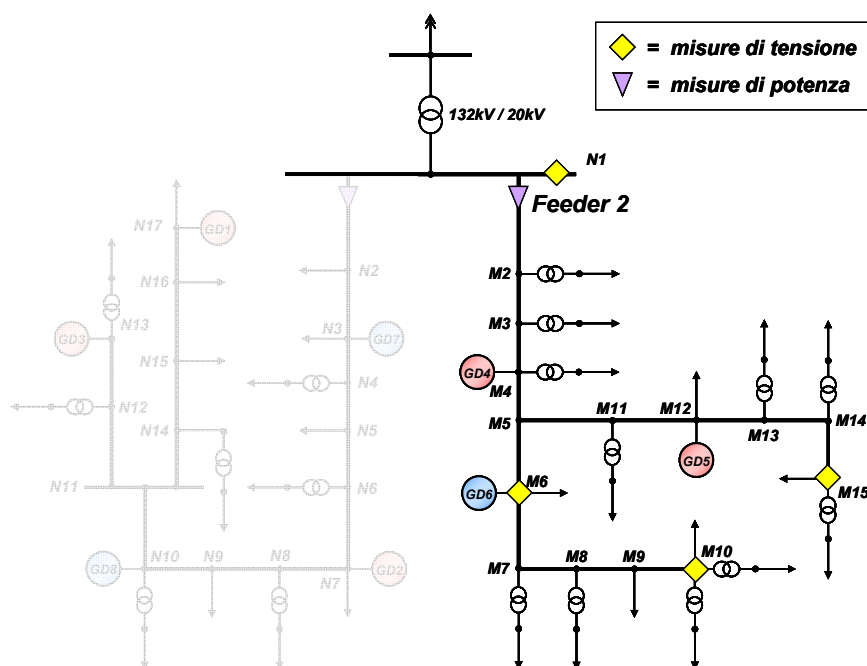


Figura 20 - Rappresentazione grafica del posizionamento delle misure nel feeder 2

### Valutazione della massima incertezza in relazione al numero e alla precisione delle misure di tensione

Con una diversa elaborazione dei risultati ottenuti dalla precedente simulazione, è possibile valutare quale sia l'incidenza del numero di misure di tensione collocate in ciascun feeder sulla massima incertezza delle tensioni stimate che si presenta di volta in volta nelle diverse configurazioni.

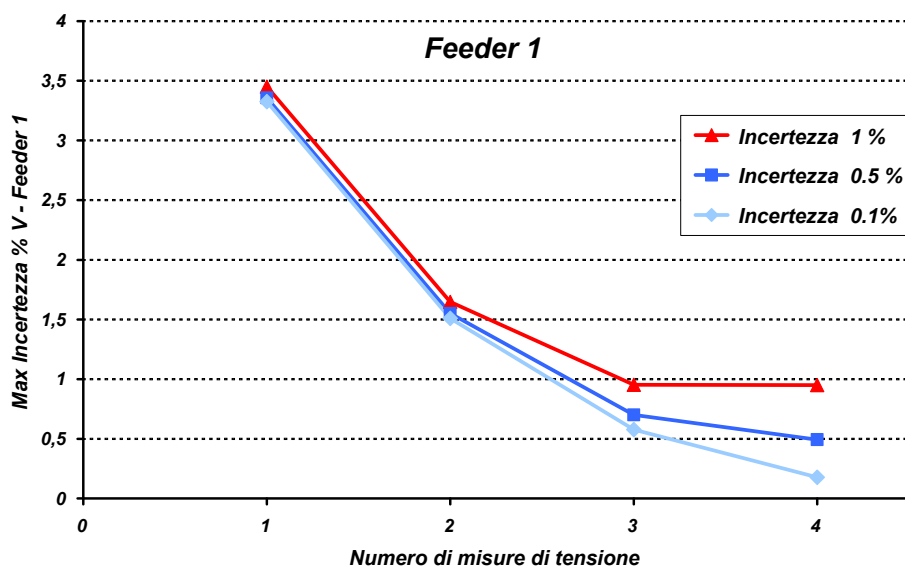


Figura 21 - Massima incertezza delle tensioni stimate osservata in rete in funzione del numero di misure di tensione utilizzate e della relativa precisione - Feeder 1

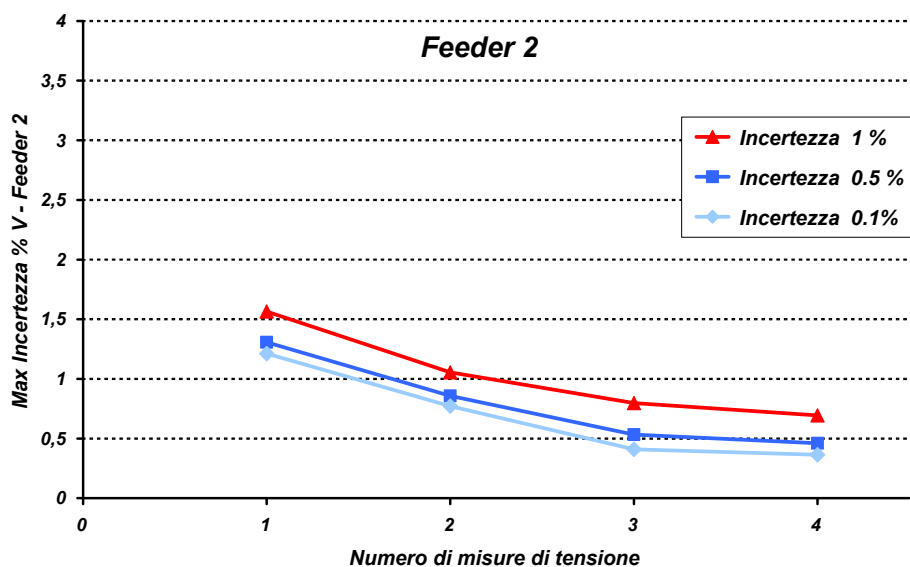


Figura 22 - Massima incertezza delle tensioni stimate osservata in rete in funzione del numero di misure di tensione utilizzate e della relativa precisione Feeder 2

Nei grafici riportati (Figura 21 e Figura 22) sono riportate delle curve che esprimono questo legame, evidenziando anche la relazione con la precisione degli strumenti di misura (nell'ipotesi che sia la stessa per tutte le misure). Si considerano le misure collocate secondo la modalità descritta nella precedente simulazione.

Osservando i due grafici si possono verificare le considerazioni già espresse. La caratteristica più evidente che se ne deduce è la presenza di un ginocchio, ovvero l'impossibilità di migliorare ulteriormente l'accuratezza delle stime di tensione anche nell'ipotesi aggiungere un elevato numero di ulteriori punti di misura. Al contrario si manifesta in maniera chiara l'importanza delle prime misurazioni remote inserite in relazione al target desiderato, il che sottolinea l'importanza della realizzazione di sistemi affidabili e intrinsecamente sicuri per la trasmissione delle misurazioni remote al controllore centrale che elabora lo stato della rete e ne definisce le azioni strategiche per il suo controllo.

Osservando invece la riduzione dell'incertezza delle stime con l'aumento della precisione degli strumenti di misura, si nota come generalmente tale aspetto diventa significativo all'aumentare del numero di misurazioni remote presenti, mentre facendo uso della sola misurazione in CP le incertezze derivanti dalla rete diventano dominanti sull'incertezza della misurazione effettuata.

### **Analisi dei fattori di influenza dell'incertezza delle tensioni stimate**

A valle della trattazione teorica esposta e delle verifiche sperimentali riportate nelle sezioni precedenti, è possibile desumere in maniera piuttosto chiara quali siano i fattori che maggiormente influenzano l'incertezza delle stime dei parametri di funzionamento della rete (tensioni, flussi di potenza, ecc.) fornite dall'algoritmo di SE. Si sottolinea come le conclusioni riportate in questa sezione fanno riferimento alla sola incertezza nella stima della tensione, mentre non viene analizzato l'errore commesso dall'algoritmo nello stimare le tensioni, ovvero la differenza tra il valore stimato dall'algoritmo e i valori "veri" del parametro in oggetto desunti in ambiente simulato da un calcolo di LF, il quale considera anche la sovrapposizione di eventi ed errori casuali rispetto alle grandezze in ingresso all'algoritmo di SE.

È dunque possibile pervenire ad alcune conclusioni parziali in merito all'effettuazione di una stima dello stato di funzionamento della rete di distribuzione:

- l'incertezza delle tensioni stimate in ogni nodo risulta legata direttamente alla precisione degli strumenti di misura. Si è verificato questo legame in modo dettagliato per le misure di tensione, ma è altrettanto accertato per le misure di potenza (come la potenza generata dalle unità GD). L'incidenza di questo fattore sull'incertezza delle tensioni stimate è rilevante per i nodi vicini ai punti di misura della tensione. Risulta, invece, più debole per quei nodi distanti dalle misure, per i quali incide maggiormente l'incertezza con cui sono noti i parametri di carico e la potenza generata dalle unità GD;
- l'incertezza delle tensioni stimate risulta fortemente influenzata dall'incertezza con cui sono noti i carichi. Questa influenza è tanto maggiore per quei nodi di carico lontani da punti di misura, mentre è quasi trascurabile per quei nodi compresi tra punti di misura della tensione reciprocamente vicini. Lungo i rami terminali privi di misure di tensione, si verifica un aumento dell'incertezza delle tensioni stimate a partire dal nodo con l'ultima misura. Tale aumento, è strettamente legato al carico presente nel ramo e alle caratteristiche elettriche delle linee che lo costituiscono;
- la precisione con cui sono misurati i flussi di potenza in uscita dalla cabina primaria incide sull'incertezza delle tensioni stimate in misura poco significativa;
- l'incertezza con cui sono note le potenze generate dai GD influenza l'incertezza delle misure di tensione in misura dipendente dal livello di penetrazione di GD nella rete in esame. Con riferimento alla rete test riportata in Figura 8, si è notata un'influenza molto modesta sulla stima delle tensioni del feeder 2 rispetto a quelle del feeder 1;
- il numero e la posizione dei nodi in cui si effettuano misure di tensione influisce significativamente sull'incertezza delle tensioni stimate. Un posizionamento ottimizzato consente, con il minimo numero di misure remote, di contenere l'incertezza entro valori accettabili (al di sotto dell'1 %). In più, tale obiettivo si può raggiungere anche nel caso di una conoscenza approssimativa delle grandezze introdotte come pseudo-misure.

## **TECNICHE DI LOAD MODELLING ED ELABORAZIONE DELLE PSEUDO-MISURE**

Nella precedente sezione si sono analizzati in dettaglio i diversi fattori che incidono maggiormente sull'incertezza delle tensioni stimate dalla SE. Si è potuto osservare che in molti casi, per effetto della limitata disponibilità di misure on-line, è necessario adottare degli accorgimenti al fine di contenere tale incertezza al di sotto di valori accettabili.

In questa sezione si illustrano alcune tecniche che consentono di migliorare il livello di confidenza associato alle tensioni stimate e al contempo di ridurre gli errori tra i valori stimati e i valori "veri" dei parametri di rete non direttamente misurati. Vengono in particolare analizzate differenti metodologie che consentono di valutare in modo più preciso la potenza assorbita dai carichi nelle varie condizioni di funzionamento della rete.

Date le caratteristiche delle reti di distribuzione MT e BT (estensione, numero di nodi e numero di utenze allacciate), la misura in tempo reale della potenza assorbita da ogni singolo carico è una soluzione difficilmente realizzabile in funzione dei costi e della difficoltà di realizzazione di un

sistema capillare di trasmissione dei dati facente uso delle attuali tecnologie. Una soluzione alternativa fa uso di tecniche di modellizzazione dei carichi (Load Modelling) per ottenere previsioni maggiormente dettagliate riguardo il consumo istantaneo di ogni utenza [9][36].

Per ottenere queste stime si impiegano tecniche di previsione del carico elettrico, da molto tempo utilizzate a livello della rete di trasmissione per le operazioni di dispacciamento e per la gestione del mercato dell'energia. Queste tecniche, facendo uso di dati storici sui consumi combinati con informazioni meteorologiche, possono fornire una previsione sull'assorbimento di un dato carico nel periodo temporale successivo a quello di valutazione (tipicamente di un quarto d'ora, di un ora o di un giorno). In particolare possono essere realizzate curve di carico normalizzate specifiche di una determinata classe d'utenza. Unitamente ai dati provenienti dalle misure in tempo reale della potenza assorbita dalla rete e con la conoscenza della tipologia delle utenze connesse ai vari nodi, è possibile risalire, con gradi di precisione diversi, all'assorbimento istantaneo di ogni singolo carico.

Non disponendo di serie storiche dei consumi nella rete in esame si è scelto di non elaborare tecniche previsionali sugli andamenti dei consumi di utenza, bensì si suppone di disporre dei profili giornalieri di carico per le diverse tipologie d'utenze. Concettualmente lo schema elaborato è quello riportato in Figura 23.

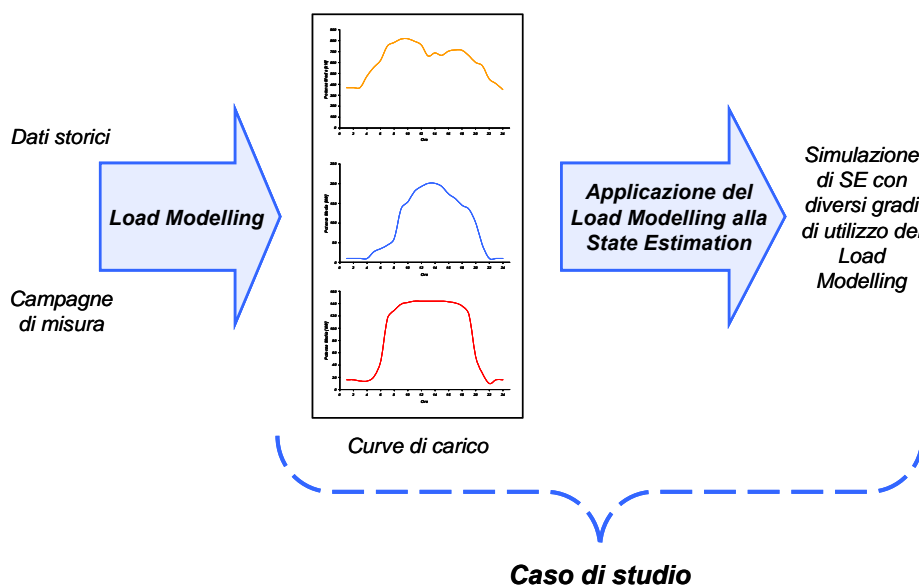


Figura 23 - Rappresentazione schematica dell'ambito di approfondimento

### Tecniche di previsione del carico elettrico

La previsione della domanda finalizzata al controllo di un sistema è tipicamente realizzata su due orizzonti temporali:

- a breve termine, ossia per 1 o 2 intervalli di tempo (di 15 minuti) successivi a quello attuale;
- per le 24 ore del giorno successivo.

La previsione a breve termine serve attualmente nella rete di trasmissione per dare indicazioni sul livello di potenza previsto a breve, in modo da poter opportunamente agire sui sistemi di regolazione degli impianti. La previsione con orizzonte temporale pari a 24 ore è utile per fornire



indicazioni del livello energetico complessivo delle richieste di carico durante la giornata ed il profilo più probabile. Previsioni effettuate su orizzonti temporali di durata maggiore sono invece sviluppate al fine di individuare trend di base finalizzati alla pianificazione dello sviluppo delle reti e dei relativi controllori.

La domanda di carico nelle reti di distribuzione è fortemente influenzata da una serie di fattori quali le condizioni meteorologiche (temperatura, vento, umidità e nuvolosità), le condizioni sociali delle utenze alimentate (demografiche ed economiche), nonché da fattori definiti calendariali legati al tipo di giorno (feriale o festivo) ed al tipo di mese. Andrebbero poi considerati una serie di fattori eccezionali che sono legati al verificarsi di particolari eventi socio-economici, quali ad esempio festività cittadine, scioperi di particolari categorie lavorative, trasmissioni televisive di particolare interesse.

Nel caso in cui le unità GD funzionino in regime di cogenerazione o tri-generazione, sarebbe necessario, al fine di una corretta gestione del sistema complessivo, sviluppare una procedura di previsione dei carichi anche per ciò che riguarda gli utilizzi termici, dal momento che le potenze termiche ed elettriche erogabili sono fortemente dipendenti tra loro e la domanda termica è quella che tendenzialmente gode della priorità di soddisfacimento.

Tipicamente i modelli di previsione del carico possono essere classificati in due macro-categorie:

- modelli indipendenti dal tempo, nei quali il carico è considerato unicamente funzione delle variabili atmosferiche. Questi modelli si basano su una caratterizzazione del carico inteso come somma di diversi contributi tra cui i principali sono il carico di base e le componente tempo dipendente (ad esempio di carattere climatico - atmosferico);
- modelli con carico tempo dipendente. In questa tipologia rientrano:
  - modelli non-dinamici;
  - modelli dinamici.

Nella tipologia di modelli non-dinamici sono comprese quelle modellazioni che definiscono il carico attraverso una serie temporale data da una successione di valori previsti in modo discreto per tutto il periodo di previsione. Tipicamente il carico è rappresentato attraverso la somma di una curva standard di carico e di un residuo.

I modelli dinamici non considerano il carico unicamente funzione dell'istante di previsione, ma tengono conto anche dell'andamento passato. Tipicamente questi modelli restituiscono la previsione totale come una successione ricorsiva delle previsioni precedenti; per prevedere il carico in un certo istante di tempo occorre quindi anche la conoscenza esatta degli istanti di tempo precedenti.

Nel seguito, si riportano brevi richiami su alcuni tra i principali modelli utilizzati per la previsione della domanda di carico elettrico. Si descrive inoltre il modello attualmente implementato per la previsione del carico elettrico nella rete di trasmissione. Infine s'introduce l'utilizzo delle reti neurali, che è alla base della maggior parte dei modelli di recente sviluppo.

### Modelli non-dinamici

Nella sua forma più semplice, un modello non-dinamico richiede in ingresso il carico del periodo precedente (ad esempio una settimana) e costruisce la previsione della domanda nel periodo successivo (ad esempio la settimana successiva). Alternativamente il modello utilizza in ingresso un apposito insieme di dati ritenuti utili ai fini della previsione, come ad esempio un insieme di

settimane simili a quella da prevedere in termini di carico o di condizioni atmosferiche. L'insieme dei dati è poi combinato euristicamente per costruire la previsione.

Comunemente, un modello non-dinamico si presenta nella forma riportata in (61).

$$z(t) = \sum_{i=1}^N \alpha_i f_i(t) + v(t) \quad (61)$$

dove il carico previsto  $z$  al tempo  $t$  è espresso tramite la somma pesata di  $N$  funzioni del tempo, ad esempio sinusoidi. Il coefficiente  $\alpha_i$  è una costante generalmente stimata attraverso strumenti di regressione lineare ed il termine  $v(t)$  è considerato rumore.

### Modelli dinamici

Possono essere categorizzati come modellazioni dinamiche le seguenti teorie:

- modello regressivo;
- modello stocastico a serie temporali;
- modello nello spazio degli stati.

Nei modelli regressivi normalmente si assume che la curva di carico possa essere divisibile in una componente di curva standard ed in una componente linearmente dipendente rispetto ad alcune variabili.

Il modello può essere scritto dalla relazione:

$$z(t) = b(t) + \sum_{i=1}^n a_i y_i(t) + \varepsilon(t) \quad (62)$$

dove  $b(t)$  è la curva di carico standard,  $\varepsilon(t)$  è la componente di rumore bianco e le  $y_i(t)$  sono le variabili indipendenti. Le variabili maggiormente utilizzate per la previsione del carico elettrico sono i fattori atmosferici.

Nella categoria dei modelli stocastici a serie temporali rientra una vasta gamma di modelli dinamici per la previsione del carico. Si sono utilizzati, ad esempio, modelli del tipo ARMA (Auto Regressive Moving Average), ARIMA (Auto Regressive Integrated Moving Average) e SARIMA (Seasonal Auto Regressive Integrated Moving Average).

Questi modelli utilizzano di base la trasformazione della serie temporale di carico in una serie temporale stazionaria (invariante rispetto al tempo). Nei modelli è assunta la proprietà d'invarianza della serie temporale nel periodo di previsione e tutti i disturbi sono correlati alla componente di rumore. La varianza della componente di rumore bianco permette di individuare l'intervallo di confidenza della previsione effettuata. Tuttavia, i modelli stocastici sono generalmente poco adattabili. Se l'andamento del carico cambia rapidamente in un dato periodo dell'anno, poiché la previsione per una certa ora è funzione delle ore precedenti, il modello non si adatta rapidamente alle nuove condizioni. Questo aspetto può essere superato facendo una stima ricorsiva dei parametri del modello. Un altro problema dei modelli stocastici si manifesta per le previsioni in condizioni di carico anomalo. In questo caso, la deviazione dalle normali condizioni di carico si riflette su tutte le previsioni successive.

I modelli “state-space” (o modelli nello spazio degli stati) sono modelli dinamici ed hanno proprietà simili ai modelli stocastici. In questo caso, la previsione  $z$  del carico può essere scritta come in (63).

$$z(t) = c^T x(t) \quad (63)$$

dove:

- $x(t+1) = Ax(t) + Bu(t) + w(t)$ ;
- $x(t)$  è il vettore di stato al tempo  $t$ ;
- $u(t)$  è il vettore relativo alla variabile ambientale di ingresso;
- $w(t)$  è il vettore di rumore bianco di ingresso;
- $A$  e  $B$  sono matrici che esprimono i coefficienti di dipendenza dal vettore di stato e dalle variabili ambientali;
- $c$  è un vettore di parametri costanti.

Il modello correntemente usato dal gestore della rete di trasmissione italiana applica una propria procedura che ha caratteristiche simili ai modelli dinamici. Ai fini della definizione della domanda di energia elettrica, l'algoritmo di previsione fa uso delle proprie serie storiche di dati a consuntivo del fabbisogno di potenza, effettua la previsione del fabbisogno di potenza (articolata per area geografica e con dettaglio orario) e di conseguenza, effettua la previsione del fabbisogno d'energia oraria, anch'essa articolata per zona geografica.

Al fine di definire la previsione base di una determinata area geografica, sono selezionati un certo numero di giorni modello  $g^*$ , tipicamente 3-7 giorni tra quelli per i quali sono disponibili dati storici, il cui andamento di fabbisogno è atteso essere simile alla giornata  $g$  da prevedere.

I giorni modello sono scelti sulla base di:

- criteri di tipo calendariale, quale il giorno omologo a quello da prevedere della settimana precedente, dell'anno precedente, ecc.;
- similitudine di eventi socio-economici con quelli che interessano il giorno di previsione (festività, scioperi di particolari categorie produttive, eventi mediatici di vasto interesse).

Per ognuno dei giorni modello, di cui è noto il consuntivo  $C(g^*)^A$ , si costruisce una previsione parziale non corretta  $P^l(g)_{g^*}^A$ :

$$P^l(g)_{g^*}^A = C(g^*)^A \cdot Trend \quad (64)$$

in cui la variabile Trend è la crescita stimata del fabbisogno dal giorno modello al giorno da prevedere  $g$ , stimata in base ai dati storici dei giorni antecedenti (a distanza  $d$  da quello da prevedere). Ciascuna delle previsioni parziali non corrette  $P^l(g)_{g^*}^A$  è modificata per tenere conto delle variazioni nelle condizioni meteorologiche esistenti tra la coppia di giorni modello ( $g^*$  e  $g^*-d$ ), la coppia di giorni che include quello da prevedere ( $g$  e  $g-d$ ).

Le variabili meteorologiche considerate sono:

- la copertura nuvolosa, rappresentata dallo spessore equivalente delle nubi  $S$  [km], ovvero l'integrale dello spessore di atmosfera con umidità relativa superiore ad una soglia prefissata (80%);
- la temperatura, rappresentata nel modello dalla temperatura massima giornaliera  $T_{MAX}$  (°C).

La previsione parziale corretta  $P''(g)_{g^*}^A$  è espressa come in (65):

$$P''(g)_{g^*}^A = P'(g)_{g^*}^A + (1 + \beta_T \cdot \delta_T + \beta_S \cdot \delta_S) \tag{65}$$

in cui  $\delta_S$  e  $\delta_T$  rappresentano rispettivamente le variazioni di spessore delle nubi e di temperatura.

La previsione del fabbisogno orario di potenza per ciascuna area si ottiene dalla media delle differenti previsioni parziali corrette  $P''(g)_{g^*}^A$ . La media è eventualmente pesata (con peso  $W_{g^*}$ ) per ridurre l'influenza delle previsioni parziali corrette che si discostino eccessivamente dalla media stessa (66).

$$P(g)_{Sist.Controllo}^A = \frac{\sum_{g^*} W_{g^*} \cdot P''(g)_{g^*}^A}{\sum_{g^*} W_{g^*}} \tag{66}$$

Sono di recente introduzione i modelli previsionali facenti uso di reti neurali, che consentono di superare il principale problema legato alla previsione del carico elettrico, ovvero la necessità di utilizzare un appropriato modello matematico che implementi la relazione tra le serie storiche di carico e quelle future e che tenga anche conto dell'influenza di fattori esterni come quelli meteorologici. Attraverso un appropriato insieme di dati d'addestramento, infatti, una rete neurale riesce ad approssimare la funzione che lega il carico elettrico alle altre variabili d'influenza.

Per questa loro peculiarità le reti neurali sono molto utilizzate per la previsione della domanda di carico elettrico. Tra le architetture di reti neurali proposte in letteratura, è di particolare interesse tecnica MultiLayer Perception (MLP) Feed Forward. In questo tipo di reti (Figura 24), i neuroni sono organizzati in strati ed i neuroni di uno strato possono condividere gli ingressi, ma non sono connessi tra loro. Il termine feed forward indica che le uscite di uno strato sono ingressi del solo strato successivo e che le informazioni viaggiano all'interno della rete in una sola direzione.

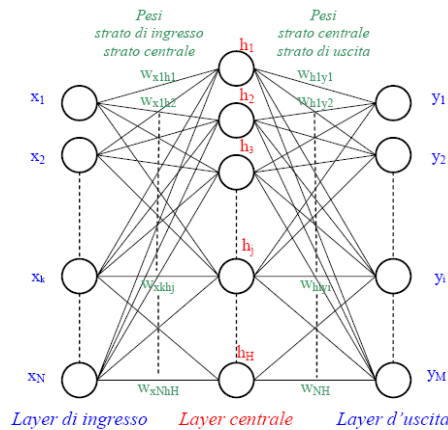


Figura 24 - Esempio di rete neurale feed forward

La tipologia d'addestramento più utilizzata è quella cosiddetta supervisionata: ad ogni ciclo di calcolo si ha un aggiornamento dei pesi, legato all'errore tra l'uscita calcolata e l'uscita voluta. L'algoritmo d'addestramento più utilizzato è il cosiddetto addestramento back propagation, il quale ottimizza il valore dei pesi minimizzando, con il metodo della discesa lungo il gradiente, l'errore globale sull'insieme dei dati di addestramento.

In genere sono utilizzate reti neurali con un solo strato di neuroni nascosti (ossia neuroni non di ingresso e non di uscita). Il numero di neuroni nascosti è in genere compreso tra il numero di neuroni d'ingresso ed il numero di neuroni d'uscita, ed è scelto per lo più empiricamente. Le funzioni d'attivazione maggiormente usate sono quelle denominate "logistic" e "hyperbolic tangent".

In qualche approccio si propone di pre-trattare i dati d'ingresso per filtrarne le irregolarità mediante, ad esempio, filtri di Kalman. Tecniche di pre-processing sono anche utilizzate per raggruppare i profili di carico da prevedere in classi, per poi usare una rete neurale specifica per ogni classe. Tipica è la suddivisione in previsione di giorni feriali e festivi, in stagioni (o mesi) o classi legate a condizioni meteorologiche. L'indice di classe può essere posto in ingresso alla rete (tramite codice oppure numero binario) oppure si può costruire una rete per ogni classe. In alcuni modelli è utilizzata la trasformata wavelet per la decomposizione dei profili di carico in singole componenti, equivalenti a "sottoprofili", che vengono poi previsti da reti neurali separate [37].

Un problema dell'uso delle reti neurali è il cosiddetto "overfitting", ossia la riproduzione di rumore dovuta ad un'approssimazione eccessivamente fedele dei dati forniti in ingresso. Tale problema è spesso causato ad un addestramento eccessivamente dettagliato: occorre quindi un criterio per terminare l'addestramento. Un criterio è il cosiddetto "cross validation", che consiste nel dividere i dati complessivamente disponibili in dati d'identificazione e dati di validazione e fare riferimento all'errore rispetto ai dati di validazione.

### **Elaborazione di curve di carico giornaliero per specifiche classi d'utenza**

È noto che i singoli carichi presentano andamenti giornalieri della potenza assorbita significativamente diversi tra loro. Tale differenza si accentua se i carichi afferiscono a classi d'utenza differenti. Oltre a presentare picchi di potenza assorbita differenti in valore e per quanto riguarda il momento della giornata in cui si manifestano, i profili che definiscono le variazioni giornaliere dell'assorbimento di potenza sono particolarmente diversi. Questo spiega perché si ricorre a curve di carico che descrivono l'andamento della potenza mediamente assorbita da specifiche classi d'utenza. Esistono tecniche diverse che consentono di ricavare tali curve, tra cui riscontra particolare interesse quella illustrata in seguito.

Tale tecnica di previsione dei carichi elettrici si integra perfettamente con il Load Modelling e la State Estimation conseguente. Essa fornisce delle curve normalizzate dell'andamento del carico nell'arco temporale di una giornata (Load Model Factor curves – LMF) [38].

Gli andamenti temporali possono essere ottenuti mediante l'utilizzo dei modelli di previsione esposti nel precedente paragrafo (in particolare modelli non dinamici), avendo a disposizione una quantità sufficiente di dati frutto di un'accurata indagine preventiva sui carichi allacciati in rete. Nel caso in cui queste informazioni non siano disponibili, è possibile ricavare le stesse curve utilizzando misure dei flussi di potenza eseguite a saldo alla partenza di ciascun feeder (radiale), congiuntamente alle stime fornite dallo State Estimator.

Le condizioni necessarie ad ottenere questi profili di carico sono di due tipi:

- disponibilità di un numero di misure maggiore delle possibili classi d’utenza di cui si vogliono ottenere gli andamenti del carico;
- disponibilità di informazioni sulle utenze, quali potenza installata ed energia consumata in un determinato arco temporale (ricavabile dai contratti di allacciamento e dalle fatturazioni qualora disponibili), classificazione delle utenze e dati sui punti di connessione delle stesse.

Una volta disponibili queste informazioni è poi possibile ricavare delle curve di carico individuali applicando la teoria di stima lineare.

Il modello di misura del carico è formulato come una relazione lineare tra le  $m$  misure individuali del carico  $z_i$  e le  $n$  curve normalizzate  $x_j$  specifiche per ogni singolo carico. L’espressione risulta riportata in (67).

$$Z = H X + V \quad (67)$$

dove:

- $Z$  è il vettore delle misure di flussi di potenza, di dimensioni  $m \times 1$ ;
- $H$  è la matrice del sistema, di dimensioni  $m \times n$ ;
- $X$  è il vettore delle curve normalizzate per ogni classe d’utenza,  $n \times 1$ ;
- $V$  è il vettore degli errori complessivi, di dimensione  $m \times 1$ .

Gli elementi della matrice  $H$  sono definiti come  $h_{i,j}$  per  $i=1,2,\dots,m$  e per  $j=1,2,\dots,n$ . Ciascuno di questi elementi rappresenta il consumo di potenza medio mensile delle utenze di classe  $j$  rientranti nella misura  $i$ . Il consumo totale mensile di energia di un’intera classe d’utenza può essere ottenuto sommando appropriatamente i dati di fatturazione delle singole utenze. Si capisce come per ricavare il vettore  $X$  sia necessario che  $m > n$  (problema di determinabilità della soluzione). Questo modello lineare è valido per qualunque istante temporale  $t$ , e di conseguenza le curve di carico rappresentate dal vettore  $X$  possono essere ottenute come una sequenza discreta di valori nel tempo calcolati ripetendo l’applicazione di questo modello di stima.

Per risolvere il problema di stima lineare sono possibili diversi approcci di tipo statistico anche molto complessi. Il più semplice è un metodo di ottimizzazione ai minimi quadrati, utilizzato come di seguito. Si considera che il vettore dell’errore casuale possa essere descritto da una funzione di distribuzione normale (indicando con  $O$  il valore centrale della distribuzione e  $R$  la corrispondente varianza), nella forma (68).

$$V \sim N(O; R) \quad (68)$$

La stima per le curve normalizzate si può ottenere da (69).

$$X = W Z \quad (69)$$

dove

$$W = (H^T R^{-1} H)^{-1} H^T R^{-1}. \quad (70)$$

È così possibile ricavare una curva normalizzata del carico medio per ciascuna classe d’utenza. Tuttavia, la deviazione standard relativa alle potenze assorbite in un dato istante non viene calcolata con questo metodo, poiché non si hanno informazioni sulla correlazione tra i diversi

carichi. Studi più approfonditi dimostrano come sia molto complesso ottenere i corretti fattori di correlazione tra i diversi carichi sulla base dei dati che si rendono disponibili. Per questo motivo si introducono due approssimazioni, per ottenere una soluzione che comprenda anche una stima delle deviazioni standard delle curve. Innanzitutto si fissa un fattore di correlazione costante per tutti i carichi pari ad  $\alpha = 0,5$ ; inoltre si assume che in un dato istante tutti i carichi siano soggetti alla stessa deviazione standard percentuale.

Con queste ipotesi si può costruire un algoritmo euristico che si avvale dell'analisi fornita dallo State Estimator. I punti salienti di questo algoritmo sono i seguenti:

- Per un dato istante temporale, si assume una deviazione standard iniziale;
- Si applica tale deviazione standard a tutti i carichi;
- Partendo dai nodi terminali dei rami di ciascun feeder, si procede a ritroso fino al punto di misura incrementando le deviazioni standard dei flussi di potenza con le deviazioni standard dei carichi connessi alla linea, considerando un fattore di correlazione come detto pari a 0,5 per tutti i carichi;
- Si verifica la differenza tra la deviazione standard calcolata per il flusso di potenza e quella realmente associata alla misura. Se questa è compresa nel campo di convergenza previsto, l'algoritmo è terminato, altrimenti si aggiorna il valor iniziale della deviazione standard e si riprende dal secondo punto;
- Una volta raggiunta la convergenza, si ripete il procedimento per ogni istante temporale considerato nell'arco del periodo di analisi (solitamente le 24 ore).

Una problematica che si può incontrare nell'applicare l'intera procedura descritta è rappresentato dalla possibilità che il distributore non possieda informazioni adeguate sui nodi di connessione delle singole utenze, per associarle ai dati di fatturazione dei consumi di energia. Come dimostrato in [38], si rende allora necessaria una campagna di misura per raccogliere dati sufficienti a poter costruire un adeguato modello.

Un'osservazione importante riguarda il fatto che la tecnica descritta si basa sull'ipotesi che la rete in questione sia di tipo radiale e passivo. Nel momento in cui si volesse estendere questa metodologia a reti che prevedono allacciamenti di unità GD, sarà importante apportare le specifiche modifiche per considerare nei calcoli la potenza generata da tali unità e la relativa incertezza con cui è possibile disporre di tali grandezze.

## **INTEGRAZIONE DI TECNICHE DI LOAD MODELLING NELL'ALGORITMO DI STATE ESTIMATION**

Vengono di seguito presentate alcune modalità di caratterizzazione delle utenze ai fini di ottenere delle stime accurate degli scambi di potenza con la rete in corrispondenza di ciascun nodo [36]. Le tecniche esposte rappresentano i successivi passaggi implementabili al fine di giungere ad un modello sufficientemente raffinato che necessita di curve normalizzate di carico per classe d'utenza, informazioni calendariali relativi all'istante in cui si esegue la stima, condizioni meteorologiche e informazioni sui consumi delle utenze ricavate dalla fatturazione dell'energia. I vari passaggi, caratterizzati da un livello crescente di complessità e conseguentemente di

precisione delle stime, possono essere utilizzati anche individualmente, in funzione del grado di dettaglio che si vuole conseguire e soprattutto delle informazioni a disposizione del distributore.

Elemento comune a tutti i metodi riportati è l'utilizzo della misura dei flussi di potenza effettuata alla partenza di ciascun feeder, la quale misura è facilmente disponibile allo stimatore in quanto installata in CP e quindi considerabile come indicazione locale. La totale potenza assorbita dal feeder, misurata in tempo reale, viene poi suddivisa in forma pesata tra i diversi carichi, sulla base di differenti criteri.

### **Potenza nominale dei carichi**

Una prima modalità di determinazione degli assorbimenti istantanei di ciascun carico è quella di ipotizzare che ognuno assorba una potenza proporzionale alla propria potenza nominale o, nel caso di carichi in BT connessi a cabine secondarie, alla taglia del trasformatore che li connette alla rete MT (si tratta in realtà di gruppi di carichi in BT connessi alla stessa cabina, ma vengono trattati come un unico carico dal punto di vista della rete MT). Risulta quindi valida la formulazione (71):

$$P_i = P_F \left( \frac{P_{n,i}}{\sum_{i=1}^N P_{n,i}} \right) \quad (71)$$

dove:

- $P_i$  è la stima della potenza attiva richiesta dal carico al nodo  $i$ ;
- $P_F$  è la misura del flusso di potenza misurato alla partenza del feeder (a saldo), detratta delle perdite (stimate) e della totale potenza generata dalle unità GD di quel feeder (stimata o misurata);
- $P_{n,i}$  è la potenza nominale del carico al nodo  $i$  (dato noto al distributore);
- $N$  è il numero dei nodi di carico del feeder in cui è effettuata la misura  $P_F$ .

Questo metodo, essendo il più semplice e intuitivo per ripartire la potenza che l'intero feeder assorbe, presenta una attendibilità negativamente influenzata da molteplici fattori:

- i carichi in genere non assorbiranno sempre una potenza proporzionale alla propria potenza nominale o alla taglia del proprio trasformatore di allacciamento, anche in considerazione del rapporto di sfruttamento dello stesso, normalmente ben al di sotto dell'unità;
- la modellazione dei carichi non considera la loro tipologia specifica o la loro classe di utenza, quindi la modellazione tenderà a omogeneizzare gli andamenti giornalieri dei carichi su un trend medio pesato delle singole utenze;
- occorre detrarre alla misura di potenza effettuata in testa al feeder le perdite che si verificano nelle linee del feeder stesso. Per fare questo, in tempo reale, occorre utilizzare i valori delle perdite che risultano dal calcolo di SE dell'istante precedente e che saranno anch'esse delle stime;



- occorre conoscere la totale potenza prodotta dalle unità GD allacciate sul feeder in questione. Se queste potenze non sono risultato di misura, saranno affette da una incertezza elevata che abbassa l'attendibilità della stima dei carichi. Questa considerazione, ad ogni modo, persiste anche utilizzando metodi di Load Modelling più raffinati. Per il suo superamento (in caso di elevata penetrazione di GD) occorrerà agire sulle modalità con cui è nota la potenza generata dalle unità GD (attraverso modellizzazione della generazione o misure on-line).

Questi fattori di imprecisione, rendono necessario il miglioramento di questa tecnica mediante l'introduzione di altri fattori e in particolare di rappresentazioni attendibili del comportamento giornaliero delle classi di utenza, come riportato nelle sottosezioni seguenti.

### **Utilizzo di dati ricavati dalla fatturazione dell'energia**

Una indicazione più attendibile sull'assorbimento istantaneo di un carico può essere ottenuta utilizzando alcune informazioni riguardante il suo consumo di energia nell'arco di un determinato periodo di tempo. Si può utilizzare allora una quantità derivata, come ad esempio il consumo medio giornaliero di ogni utenza (Average Daily Customer Demand – ADC) ottenuto come rapporto tra l'energia consumata in un mese e il numero di giorni presenti nel mese in questione. Di conseguenza la potenza assorbita dall'intero feeder viene ripartita sulle stime di assorbimento dei singoli carichi in maniera pesata dai singoli consumi medi di energia, secondo la formulazione (72).

$$P_i = P_F \left( \frac{ADC_i}{\sum_{i=1}^N ADC_i} \right) \quad (72)$$

Anche questa tecnica presenta alcune limitazioni. Oltre alle già citate problematiche inerenti al calcolo delle perdite e della totale potenza generata, infatti, si rende necessaria una completa conoscenza dei nodi di allacciamento delle diverse utenze, ossia vanno fatte coincidere le informazioni sulla fatturazione dell'energia con i dati sulla topologia della rete.

### **Load Model Factor**

Per tenere in considerazione la dipendenza dei carichi dal fattore temporale, inteso come istante della giornata (o settimana, mese, anno), è possibile costruire un modello che si basa sul precedente ma include l'utilizzo di curve di carico normalizzate e specifiche per ciascuna classe d'utenza. Tali profili di carico sono indicati in letteratura come LMF (Load Model Factor).

Come viene rappresentato in Figura 25, in base all'istante che si considera, si ottiene dalla curva un valore centrale (appunto il LMF per l'istante considerato) e una incertezza (considerata cautelativamente pari a  $3\sigma$ ) che in generale è funzione del tempo. Queste curve rappresentano la tipica variazione di un carico della classe in oggetto. Le curve sono ottenute da analisi statistiche su grandi quantità di dati storici e sono tipicamente funzione della stagione (o del mese) e del giorno della settimana, oltre che dipendere parzialmente dalle condizioni meteorologiche (si dovrà anche considerare che le diverse classi di utenza rispondono in maniera differente alle perturbazioni di tipo meteo-ambientale). Essendo il frutto di un'elaborazione statistica, alla curva è associata una determinata deviazione standard che rappresenta la misura della dispersione degli

andamenti effettivi dei singoli carichi rispetto all'andamento medio ottenuto. Una volta costruite queste curve per le diverse classi d'utenza considerate, esse sono normalizzate tra loro per sottendere la stessa area, ossia la stessa energia consumata.

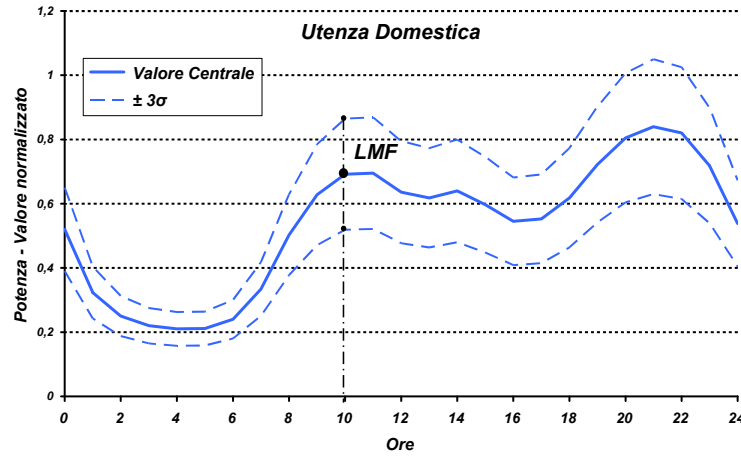


Figura 25 - Esempio di curva di carico normalizzata per specifica classe d'utenza

Il valore del LMF in un dato istante esprime la variazione relativa della domanda giornaliera rispetto alle altre classi. Essenzialmente è un fattore di peso da inserire nella precedente formulazione per tenere in considerazione le differenze relative tra le classi di carichi, come si può esplicitare a mezzo dell'espressione (73):

$$P_{i,j,t} = P_{F,t} \left( \frac{(LMF_{j,t})(ADC_{i,j})}{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^C (LMF_{j,t})(ADC_{i,j})} \right) \quad (73)$$

dove

- $j$  rappresenta una generica classe di carico;
- $C$  è il numero complessivo delle classi d'utenza considerate;
- $ADC_{i,j}$  è il consumo medio giornaliero dell'utenza  $i$  afferente alla classe  $j$

Una volta stimati i contributi dei diversi carichi allacciati alla rete di distribuzione, la domanda complessiva del carico equivalente al nodo  $i$  (che viene considerato come unico elemento al fine del calcolo SE) risulterà generalmente la somma di un gruppo di carichi di classi diverse, ovvero la somma delle domande dei carichi di ciascuna classe considerata (74).

$$P_{i,t} = \sum_{j=1}^C P_{i,j,t} \quad (74)$$

Per quanto riguarda la deviazione standard associata al LMF in un dato istante, essa si ricava dal valore associato alla curva e si riporta al valore assoluto della potenza assorbita dal carico come in (75).

$$\sigma[P_{i,j,t}] = \left( \frac{\sigma[LMF_{j,t}]}{LMF_{j,t}} \right) P_{i,j,t} \quad (75)$$

Analogamente a quanto visto nella formula (74), la valutazione dell'incertezza della pseudo-misura abbinata all'assorbimento complessivo equivalente dei carichi allacciati al nodo  $i$  risulterà espressa come in (76).

$$\sigma^2[P_{i,t}] = \sum_{j=1}^C \sigma^2[P_{i,j,t}] \quad (76)$$

Il procedimento esposto si presta ad un miglioramento nel caso in cui siano disponibili ulteriori misure di flussi di potenza in rami diversi, come verrà esposto in una sezione seguente di questo capitolo.

### Load Profile

Rispetto al precedente metodo, un approccio semplificato fa uso di curve normalizzate rispetto alla potenza piuttosto che all'energia. Si fa quindi uso di curve per ciascuna classe di utenza normalizzate al valore unitario, analogamente a quanto riportato in Figura 26.

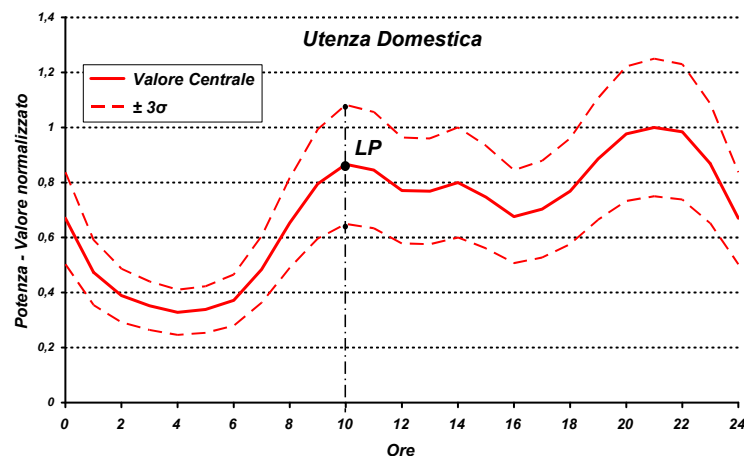


Figura 26 - Esempio di curva di carico normalizzata per specifica classe d'utenza

Queste curve sono ottenute ancora per via statistica e quindi sono caratterizzate da un valore centrale (denominato Load Profile LP) e da una deviazione standard  $\sigma$  che ne determina l'incertezza. Con questa tecnica non si fa uso di coefficienti legati al consumo medio di energia e non sono quindi necessarie informazioni sulla fatturazione di ciascuna utenza. Si combinerà invece la dipendenza temporale del carico espressa dalla curva con la potenza nominale dello stesso. Si esegue in pratica un affinamento della prima metodologia esposta, che prevedeva di ripartire tra i carichi la totale potenza assorbita dal feeder in maniera proporzionale alle potenze nominali. La potenza assorbita da un certo carico  $i$  afferente alla classe  $j$ , in un certo istante  $t$  sarà quindi valutabile come in (77):

$$P_{i,j,t} = P_{F,t} \left( \frac{(LP_{j,t})(P_{n,i,j})}{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^C (LP_{j,t})(P_{n,i,j})} \right) \quad (77)$$

dove  $LP_{j,t}$  è il valore ricavato dalla curva per le utenze di classe  $j$  nell'istante  $t$ .

Ovviamente, considerando che in un nodo quello che è introdotto come un singolo carico potrà in generale essere costituito dall'aggregazione di più tipologie diverse, si dovranno sommare i diversi contributi, come in (78).

$$P_{i,t} = \sum_{j=1}^C P_{i,j,t} \quad (78)$$

Per quanto riguarda la deviazione standard associata a ciascun carico, essa verrà calcolata come in (79).

$$\sigma[P_{i,j,t}] = \left( \frac{\sigma[LP_{j,t}]}{LP_{j,t}} \right) P_{i,j,t} \quad (79)$$

E, analogamente a quanto visto nella sezione precedente rimane valida la formulazione (80).

$$\sigma^2[P_{i,t}] = \sum_{j=1}^C \sigma^2[P_{i,j,t}] \quad (80)$$

Nel caso in cui siano disponibili ulteriori misure dei flussi di potenza disperse in rete lungo le linee di distribuzione, è possibile migliorare la stima del consumo elettrico che si esegue per i singoli nodi equivalente, come viene illustrato nella sezione successiva.

### **Valutazione della disponibilità di ulteriori misure di potenza**

I possibili metodi di stima della potenza assorbita in un certo istante da un dato carico, estesi alla possibilità di disporre di ulteriori misure di potenza in rete, possono essere catalogati come in Tabella 11. La medesima tabella riporta nell'ultima colonna i dati riguardanti le utenze necessari all'effettuazione della stima di assorbimento dei carichi equivalenti nei diversi nodi della rete. Per semplicità di trattazione si fa riferimento agli schemi di misura riportati in Figura 27, che rappresentano lo sviluppo lineare di un singolo feeder.

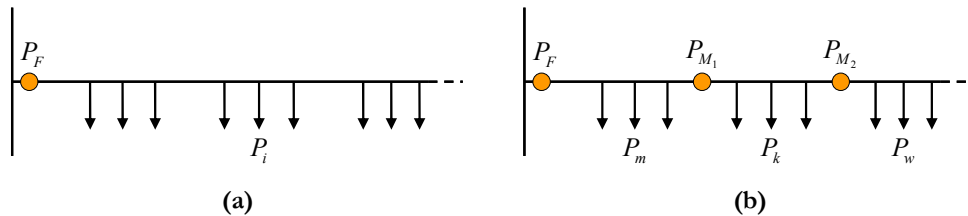


Figura 27 - Configurazioni con una misura di potenza (a) o con più misure di potenza lungo il feeder (b)

**Tabella 11 - Possibili formulazioni per la caratterizzazioni del carico in presenza di misurazioni di flussi di potenza lungo le linee di distribuzione**

Una misura di potenza	Più misure di potenza	Dati necessari
$P_i = P_F \left( \frac{P_{n,i}}{\sum_i P_{n,i}} \right)$	$\left\{ \begin{array}{l} P_w = P_{M_2} \left( \frac{P_{n,w}}{\sum_w P_{n,w}} \right) \\ P_k = (P_{M_1} - P_{M_2}) \left( \frac{P_{n,k}}{\sum_k P_{n,k}} \right) \\ \dots \end{array} \right.$	Potenze nominali
$P_i = P_F \left( \frac{ADC_i}{\sum_i ADC_i} \right)$	$\left\{ \begin{array}{l} P_w = P_{M_2} \left( \frac{ADC_w}{\sum_w ADC_w} \right) \\ P_k = (P_{M_1} - P_{M_2}) \left( \frac{ADC_k}{\sum_k ADC_k} \right) \\ \dots \end{array} \right.$	Energia consumata giornalmente (ADC)
$P_i = P_F \left( \frac{LP_i P_{n,i}}{\sum_i LP_i P_{n,i}} \right)$	$\left\{ \begin{array}{l} P_w = P_{M_2} \left( \frac{LP_w P_{n,w}}{\sum_w LP_w P_{n,w}} \right) \\ P_k = (P_{M_1} - P_{M_2}) \left( \frac{LP_k P_{n,k}}{\sum_k LP_w P_{n,k}} \right) \\ \dots \end{array} \right.$	Potenze nominali e Curve di carico LP
$P_i = P_F \left( \frac{LMF_i ADC_i}{\sum_i LMF_i ADC_i} \right)$	$\left\{ \begin{array}{l} P_w = P_{M_2} \left( \frac{LMF_w ADC_w}{\sum_w LMF_w ADC_w} \right) \\ P_k = (P_{M_1} - P_{M_2}) \left( \frac{LMF_k ADC_k}{\sum_k LMF_k ADC_k} \right) \\ \dots \end{array} \right.$	Energia consumata giornalmente (ADC) e Curve di carico LMF

## VALUTAZIONE COMPARATIVA DEI RISULTATI OTTENUTI DA DIVERSE TECNICHE DI STATE ESTIMATION E LOAD MODELLING

Le simulazioni di seguito riportate, valutate nell'intervallo temporale delle 24 ore come somma di istanti successivi, sono state elaborate al fine di verificare gli errori che possono essere commessi nella valutazione della stima dello stato in tre ipotesi di conoscenza dei parametri di carico e di generazione. A questo fine è risultato fondamentale costruire una simulazioni in grado di rappresentare il comportamento reale della rete (implementato tramite una serie di LF in istanti successivi) e le differenze tra questa rappresentazione considerata come "vera" e i dati noti all'algoritmo di SE.

### Metodologia di simulazione sviluppata

Per ottenere i risultati di seguito riportati è stato realizzato un modello interamente implementato in linguaggio MatLab®. Tale simulazione è strutturata in modo tale da poter considerare le variazioni nel tempo della potenza assorbita dai carichi o di quella generata dalle unità GD. Per far questo si analizza l'ipotetico funzionamento della rete nell'arco di un prestabilito intervallo temporale. Non si tratta, comunque, di una simulazione dinamica, ma di una successione di simulazioni eseguite istante per istante in condizioni statiche.

L'analisi eseguita copre un intervallo di 24 ore, con passo di iterazione pari ad un minuto (per un totale di 1440 minuti). In altre parole, ad ogni minuto viene eseguita una simulazione distinta, e le variazioni sono considerate introducendo dati differenti ad ogni passo.

Al fine di confrontare i risultati della SE con le reali tensioni che si riscontrano in rete, si è implementato in linguaggio MatLab® anche un apposito modulo per il calcolo di LF. La struttura della simulazione è concettualmente descritta dallo schema di Figura 28.

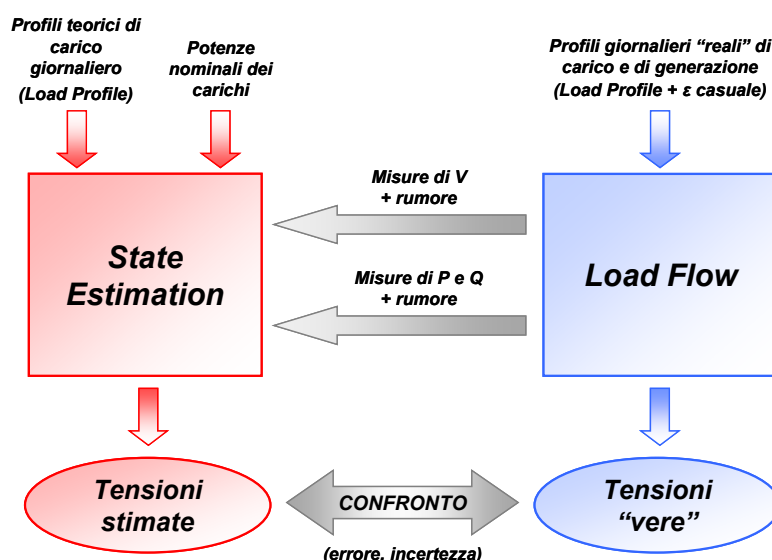


Figura 28 - Struttura concettuale della simulazione realizzata

Le operazioni mostrate si devono considerare ripetute ad ogni passo della simulazione. Nel dettaglio, in ogni minuto simulato, le operazioni effettuate sono:

- calcolo di LF, sulla base dei dati “veri” di funzionamento della rete;
- estrazione dei valori da introdurre nella SE come “misure on-line”;
- esecuzione dell’algoritmo di State Estimation.

Il confronto tra tensioni stimate e tensioni “vere” e la valutazione dell’incertezza delle stime sono processi eseguiti off-line, al termine della simulazione, sulla base dell’intero set di dati raccolti.

Per simulare adeguatamente le variazioni che interessano la potenza assorbita dai carichi e la potenza generata dalle unità GD, si sono costruiti dei profili di carico e di generazione da cui vengono di minuto in minuto prelevati i valori da assegnare come ingressi nel calcolo di LF.

Al fine di verificare l’accuratezza nella stima delle tensioni al variare del set di misurazioni rese disponibili all’ingresso dell’algoritmo di State Estimation, sono state create tre condizioni di lavoro dell’algoritmo di SE (SE 1, SE 2, SE 3), distinte per la modalità con cui vengono caratterizzati i carichi e le potenze generate dalle unità GD. I tre modelli eseguono indipendentemente la stima dei parametri di rete ad ogni passo di simulazione, memorizzando separatamente i risultati prodotti.

### **Moduli di Load Flow e di State Estimation**

Questo modulo di calcolo ha il compito di simulare il funzionamento della rete, al fine di ottenere i valori “reali” della tensione in tutti i nodi. Per ogni minuto in cui il modulo è interpellato, vengono inseriti dati differenti per quanto riguarda la potenza assorbita dai singoli carichi e generata da ciascuna unità GD. Per far questo, i valori sono estratti da curve di carico e di generazione appositamente realizzate, cui viene sommato un errore casuale valutato in funzione dell’incertezza con cui il valore di prelievo o immissione di potenza è noto.

Al fine di escludere la dipendenza della tensione di sbarra MT di CP dalle condizioni di funzionamento della rete test, è stata condotta l’approssimazione di considerare la rete MT allacciata ad una rete di potenza infinita. Di conseguenza, la tensione al nodo N1, considerato in questo caso a tutti gli effetti nodo di saldo del calcolo di LF e nell’elaborazione della SE, è mantenuta costantemente pari a 1 in [p.u.], con angolo di fase nullo.

La simulazione del comportamento dei carichi è realizzata a mezzo del corrispettivo diagramma orario normalizzato della potenza media assorbita per la specifica classe d’utenza di appartenenza. Sono aggiunte delle variazioni casuali ottenute al fine di introdurre un “errore” tra il dato effettivo di carico (utilizzato nel calcolo di LF) e la stima dello stesso valore effettuata dalla tecnica di Load Modelling (valore noto allo stimatore). Il disturbo è costruito compatibilmente con il valore di incertezza del medesimo dato, rispettando il vincolo sulla derivata massima della potenza tra passi di simulazione successivi, al fine di mantenere limitata a valori realistici l’escursione che il carico può presentare nell’arco di un minuto. Il disturbo aggiunto al diagramma giornaliero di carico è supposto a distribuzione gaussiana. In Figura 29 e Figura 30 sono riportati, per alcune specifiche classi di utenza, gli andamenti degli assorbimenti come sono modellati dall’algoritmo di SE e come sono elaborati nel calcolo di LF.

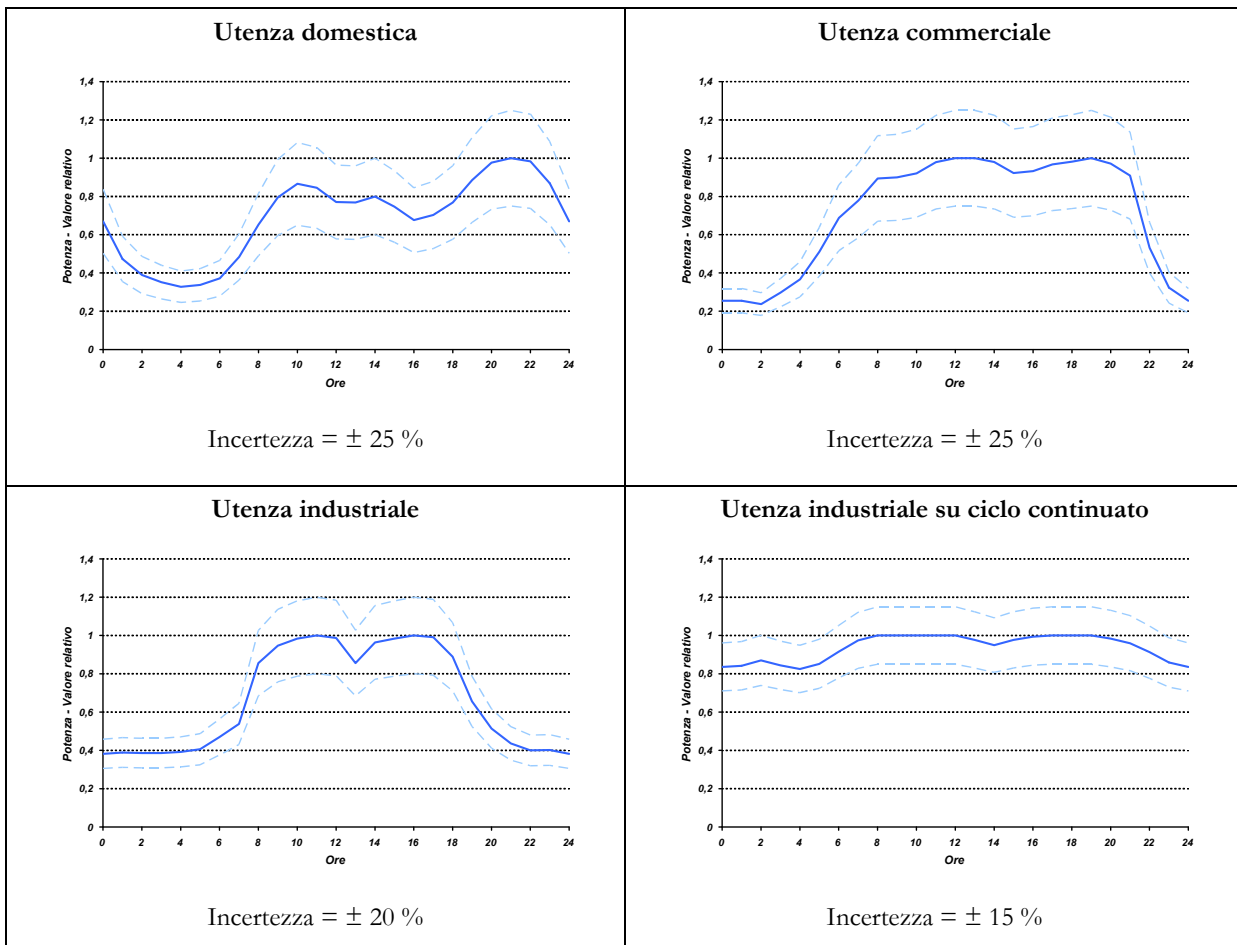


Figura 29 - Rappresentazione dei profili di carico utilizzati nel modello costruito

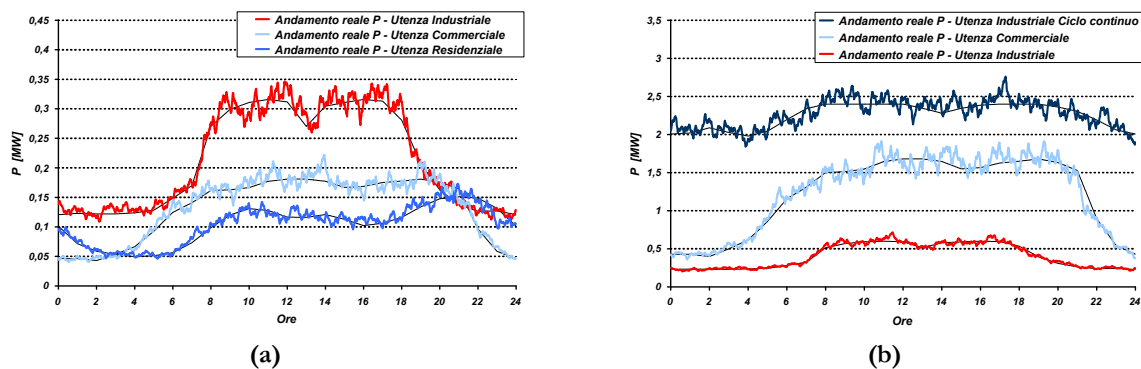


Figura 30 - Rappresentazione di alcuni andamenti "reali" della potenza assorbita dai carichi

Una modellazione analoga a quella dei carichi è stata considerata per le unità di generazione allacciate al sistema di distribuzione. Con riferimento a [39], sono stati creati tre ipotetici diagrammi rappresentanti la variazione oraria nell'arco di 24 ore della potenza generata espressa in termini relativi. Alle curve realizzate è associata un'incertezza necessaria alla creazione



dell'errore che vi andrà sovrapposto. A differenza degli andamenti dei carichi, queste curve non sono il risultato di analisi statistiche ma solo degli andamenti ipotetici, di conseguenza la banda di incertezza che vi si associa non indica la dispersione dei valori rispetto alla curva media, ma quantifica il grado di indeterminazione con cui è nota la potenza generata. Quindi, mentre per i carichi tale banda variava nel tempo in modo dipendente dal livello di potenza assorbita e dal momento della giornata, in questo caso essa si ritiene costante, perché è costante nel tempo l'incertezza con cui è noto il valore della potenza generata.

I tre diagrammi rappresentano ipoteticamente l'andamento della generazione di:

- un impianto eolico, caratterizzato da una marcata variabilità del proprio output conseguenza della variabilità della fonte primaria;
- un impianto di cogenerazione (CHP), la cui produzione elettrica è strettamente legata al fabbisogno di potenza termica richiesto dalle utenze servite;
- un impianto generico, caratterizzato da un ciclo diurno (conseguente ad esempio allo sfruttamento dei vantaggi economici della vendita di energia nelle ore in cui il suo prezzo è più alto).

Il posizionamento nella rete delle diverse tipologie di generazione è riportata graficamente in Figura 31.

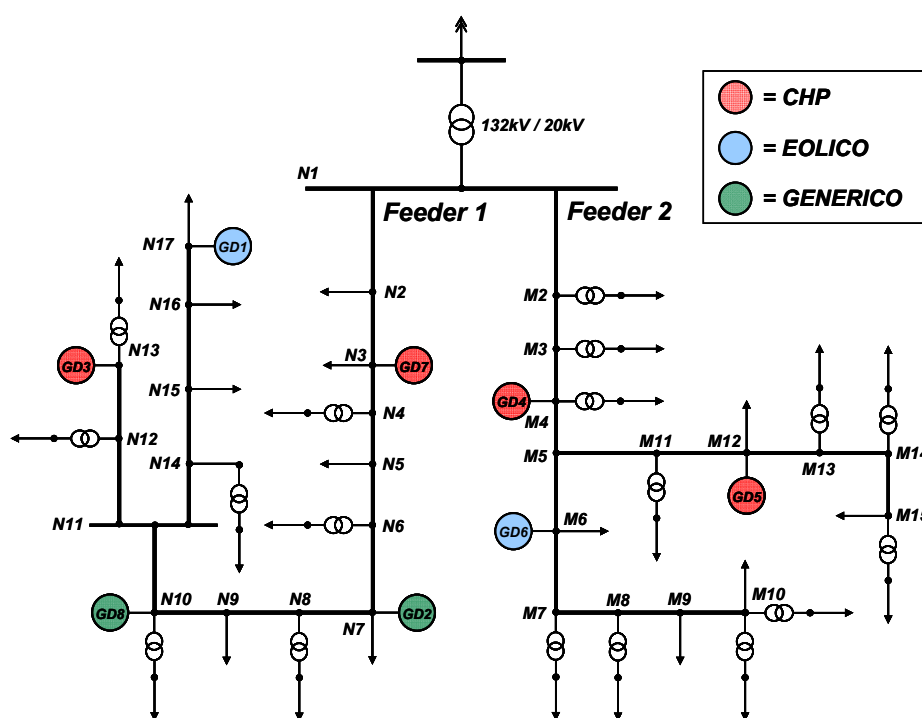


Figura 31 - Collocazione nella rete delle diverse tipologie di unità GD considerate

La sovrapposizione di variazioni casuali simulanti la variabilità della generazione avviene con la stessa modalità descritta per i carichi. Per quanto riguarda i generatori del secondo e terzo tipo, l'errore sovrapposto all'andamento standard della generazione è supposto caratterizzato da una frequenza delle variazioni più bassa, al fine di modellare la minore derivata di potenza ammissibile per le unità di generazione rispetto ai gruppi di carico. Figura 32 riporta graficamente le

discrepanze tra gli andamenti standard noti allo stimatore e gli andamenti “reali” come modellati all’interno del calcolo di LF tramite l’aggiunta dell’errore casuale.

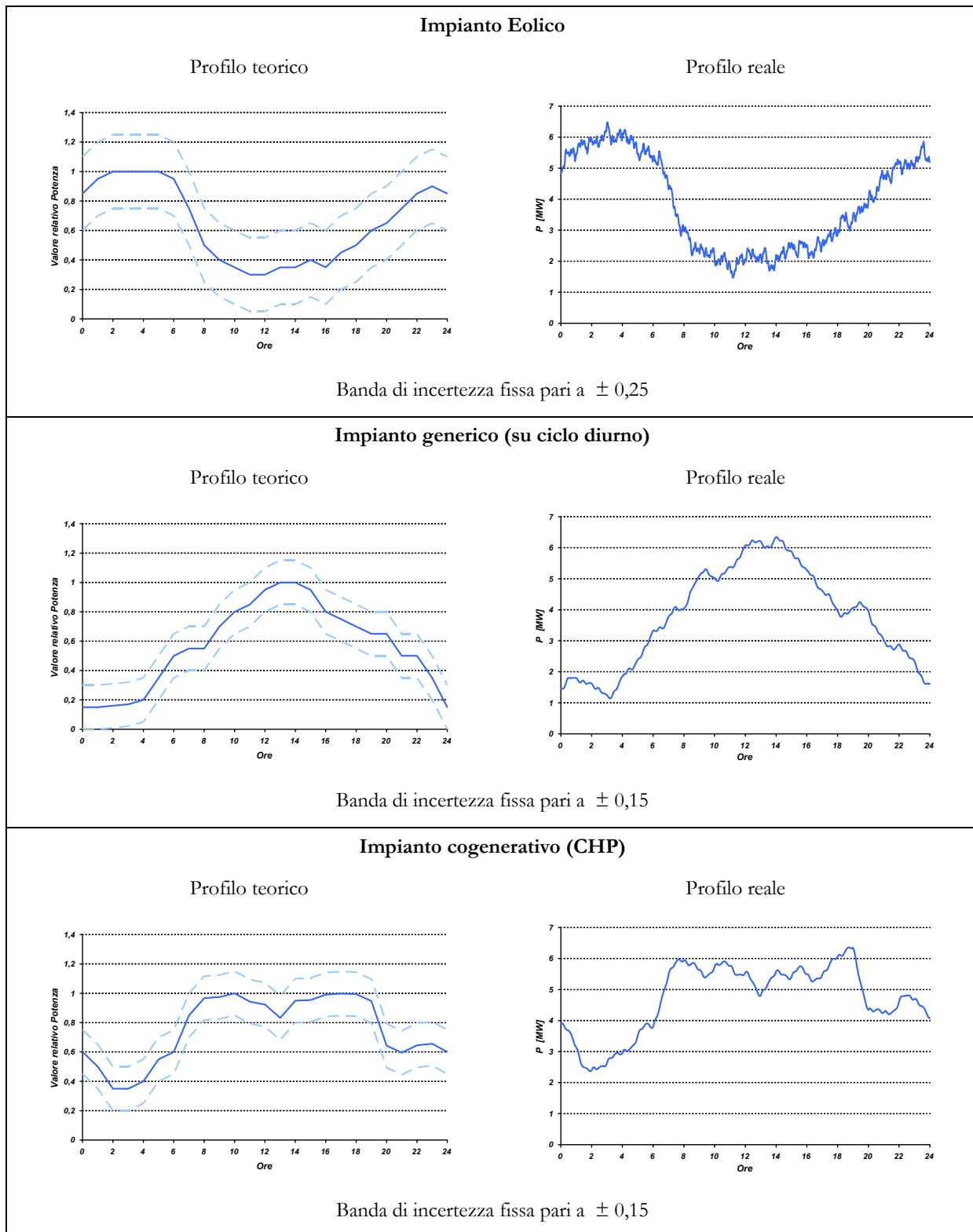


Figura 32 - Diagrammi di generazione utilizzati nel modello

L'inserimento dei dati misurati all'interno dell'algoritmo di SE è effettuato estraendo i corrispettivi dati ottenuti dall'algoritmo di LF, ai quali viene sovrapposto un errore casuale elaborato in funzione dell'incertezza con cui viene effettuata la misura, ovvero l'incertezza fornita dai relativi gruppi di misura (Tabella 12). Tale operazione è effettuata ad ogni passo di calcolo. A rigore, all'interno dell'incertezza si dovranno considerare tutte le possibili incertezza che si manifestano nella realizzazione della misura (che, con esclusione degli errori sistematici, si ipotizza distribuito normalmente con valore centrale nullo) e nella sua trasmissione allo stimatore, in particolar modo se la misurazione è effettuata remotamente (errori nella trasmissione o presenza di rumore sovrapposto). Nelle simulazioni riportate in questa sezione si fa riferimento a misurazioni esclusivamente effettuate in CP.

**Tabella 12 - Informazioni riguardanti le misure utilizzate nella simulazione**

Misure	Posizionamento	Incertezza
Tensione	Sbarra CP (N1)	$\pm 0,5 \%$
Flussi di potenza (P,Q)	Partenza Feeder 1 (N1 - N2)	$\pm 3 \%$
Flussi di potenza (P,Q)	Partenza Feeder 2 (N1 - M2)	$\pm 3 \%$

### Scenari di funzionamento dello stimatore

Sono implementate tre situazioni diverse sia dal punto di vista della caratterizzazione dei carichi che per quanto riguarda la precisione associata ai valori della potenza generata dalle unità GD (Tabella 13). Per far questo, ad ogni minuto di simulazione il modulo di calcolo di SE viene eseguito per tre volte attraverso un parziale condizionamento delle routine per l'inserimento ed il pre-processing dei valori che sono introdotti come pseudo-misure (potenze assorbite dai carichi e generate dalle unità GD).

**Tabella 13 - Caratteristiche di carichi e generatori nei tre scenari di simulazione presentati**

	Carichi		Generatori	
	Potenza	Incertezza ( $\pm 3\sigma$ )	Potenza	Incertezza ( $\pm 3\sigma$ )
Simulazione SE 1	70 % di $P_{MAX}$	$\pm 100 \%$	2/3 di $P_{MAX}$	$\pm 100 \%$
Simulazione SE 2	Dipendente dalla misura di potenza in partenza del feeder e dai profili di carico	Pari all'incertezza con cui è definito il diagramma di carico	2/3 di $P_{MAX}$	$\pm 100 \%$
Simulazione SE 3	Dipendente dalla misura di potenza in partenza del feeder e dai profili di carico	Pari all'incertezza con cui è definito il diagramma di carico	Dipendente dal profilo di generazione	Pari all'incertezza con cui è definito il diagramma di generazione

La prima tipologia di State Estimation rappresenta la situazione base di riferimento. Si ipotizza una completa assenza di strumenti per la modellazione e la previsione dei carichi e di mezzi per la

stima o la misura della potenza generata dalle unità GD. Le uniche informazioni valutate nell'algoritmo sono le rispettive potenze massime assorbite o generate. Di conseguenza, i valori assegnati alle pseudo-misure saranno costanti nel tempo, mentre la reale potenza assorbita o generata varierà durante la giornata (secondo gli andamenti costruiti nel modulo di LF). Per coprire il possibile campo di variazione della potenza, si stabilisce un valore intermedio, associato ad una incertezza piuttosto elevata. In conseguenza delle ipotesi poste, è ragionevole prevedere per la simulazione SE 1 pesanti problemi sia di accuratezza della stima delle tensioni sia di errori rilevanti tra i valori stimati e i valori derivanti dal calcolo di LF.

La seconda modalità di esecuzione della SE prevede di utilizzare una tecnica di Load Modelling facente uso di diagrammi di carico normalizzati per diverse classi d'utenza. Congiuntamente, si utilizza la misura della potenza assorbita dall'intero feeder per variare il valore centrale della distribuzione che caratterizza la potenza assorbita da ogni singolo carico.

La formulazione con cui si effettua la modellizzazione dei carichi dovrà tenere in considerazione la presenza in rete di unità di generazione, secondo la formula di seguito riportata. Dalla misura della totale potenza assorbita dal singolo feeder (se il segno risulta negativo significa che la linea sta alimentando verso monte la CP), si detraggono le perdite (stimate e aventi sempre segno positivo) e si somma la totale potenza erogata (avente segno positivo, ossia contrario al segno convenzionale della potenza assorbita dai carichi):

$$P_i = \left( P_F - P_L + \sum_k P_{GD,k} \right) \left( \frac{LP_i P_{n,i}}{\sum_i LP_i P_{n,i}} \right) \quad (81)$$

dove:

- $P_i$  è la potenza attiva richiesta dal carico al nodo  $i$ ;
- $P_F$  è la misura del flusso di potenza misurato alla partenza del feeder;
- $P_{n,i}$  è la potenza nominale del carico al nodo  $i$ ;
- $P_L$  è la somma delle perdite nel feeder in cui è effettuata la misura  $P_F$ ;
- $P_{GD,k}$  è la potenza generata dalla  $k$ -esima unità GD del feeder in questione;
- $LP_i$  è il valore puntuale del profilo normalizzato del carico  $i$ -esimo.

Nello scenario SE 2 si ipotizza di non disporre ancora di una misura o di una indicazione precisa della potenza erogata in un dato istante e si assegna, analogamente al caso precedente, un valore costante pari a  $2/3$  di  $P_{MAX}$  e un'incertezza elevata pari al  $\pm 100\%$ . Dall'analisi della precedente formula, si deduce come una conoscenza imprecisa della potenza generata dalle unità GD influenza negativamente l'accuratezza della stima del carico tanto più alto è il livello di penetrazione di GD nello specifico feeder, ovvero tanto è maggiore il rapporto tra potenza generata e potenza richiesta dalla totalità delle utenze allacciate. Il metodo SE 2 consentirà ragionevolmente l'ottenimento di sensibili miglioramenti rispetto al metodo SE 1 in caso di feeder passivi, mentre la sua efficacia si manterrà limitata in caso di massiccia connessione di unità di generazione.

Lo scenario SE 3 è ottenuto a partire dallo scenario precedente tramite l'aggiunta di informazioni approssimate della potenza prodotta in ogni istante dalle unità GD. Si è quindi ipotizzato di conoscere i diagrammi approssimati di generazione utilizzati per costruire nel modulo di LF gli

andamenti reali. Ad ogni minuto si associa a ciascun generatore un output di potenza pari al valore teorico estratto dal rispettivo diagramma di generazione e vi si associa l'incertezza che gli compete in quell'istante estratta a sua volta dal diagramma. Poiché tale incertezza non è richiesta necessariamente piccola (è sufficiente che sia inferiore al 25 %), non si richiede una effettiva misurazione della potenza generata, ma ci si può limitare ad un profilo approssimato.

### **Valutazione comparativa degli scenari di State Estimation**

Nelle rappresentazioni seguenti si riportano i risultati delle analisi condotte in funzione del modello di stimatore implementato, al fine di quantificare le performance raggiungibili attraverso i diversi livelli di conoscenza dei parametri di rete. Le simulazioni sono studiate con durata giornaliera e passo di valutazione pari al minuto. In corrispondenza di ogni istante simulato, vengono eseguiti i calcoli precedentemente illustrati ed i risultati che si ottengono vengono memorizzati per l'effettuazione di successive elaborazioni. I principali risultati che il programma consente di ottenere in maniera automatica sono:

- andamento temporale della tensione stimata (rappresentati in azzurro per SE 1, blu per SE 2 e arancione per SE 3) e della tensione “vera” (calcolata mediante LF e rappresentata in nero) per ogni nodo;
- andamento temporale dell'errore commesso nella stima (differenza tra tensione stimata e tensione “vera”) per ogni nodo e per ogni modello di stimatore;
- andamento temporale dell'incertezza della tensione stimata in ogni nodo;
- confronto tra gli andamenti temporali delle potenze assorbite dai carichi secondo le diverse modalità di stima;
- massimo errore sulla stima riscontrato in rete in ogni minuto;
- massima incertezza delle stime riscontrata in rete in ogni minuto;
- massimo errore sulla stima riscontrato in ogni nodo nell'intero arco della giornata;
- massima incertezza delle stime riscontrata in ogni nodo nell'intero arco della giornata;
- verifica del mantenimento della tensione “reale” calcolata tramite LF all'interno della banda rappresentata dall'incertezza delle stime;
- profilo di tensione di ciascun feeder per un determinato minuto della giornata;
- confronto tra errore commesso nelle stime e relativa incertezza per ogni nodo.

#### *Valutazioni delle tensioni stimate in relazione ai parametri di Load Flow*

In Figura 33 e Figura 34 è possibile riscontrare le differenze tra risultati forniti dai diversi stimatori per quanto riguarda i valori di tensione in alcuni nodi caratteristici della rete, confrontati con l'andamento “vero” derivante da LF. Nell'ipotesi condotta di assenza di misurazioni remote, i punti maggiormente critici risultano essere i nodi terminali dei due feeder. Tutte le tensioni sono rappresentate in [p.u.], mentre per facilità di confronto tutte le figure riportano la stessa scala.

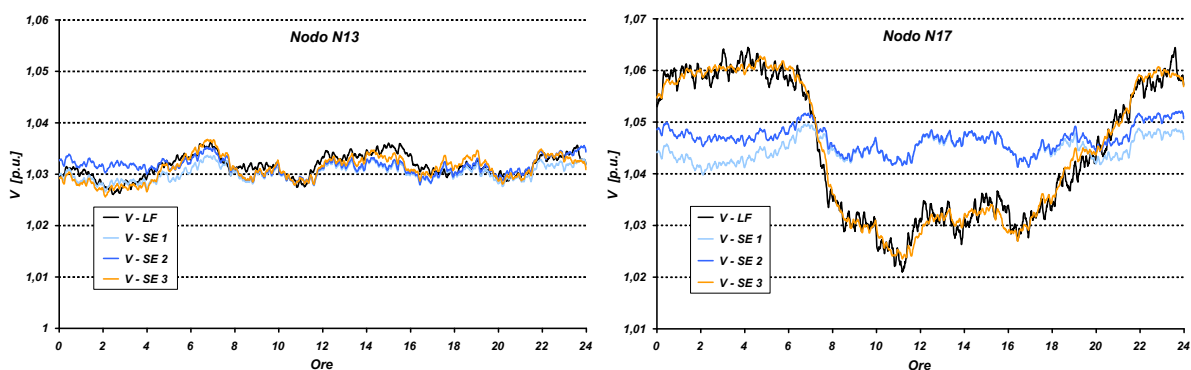


Figura 33 - Andamento temporale della tensione stimata a confronto con la “reale” tensione calcolata con LF - Nodi N13 e N17 appartenenti al feeder 1

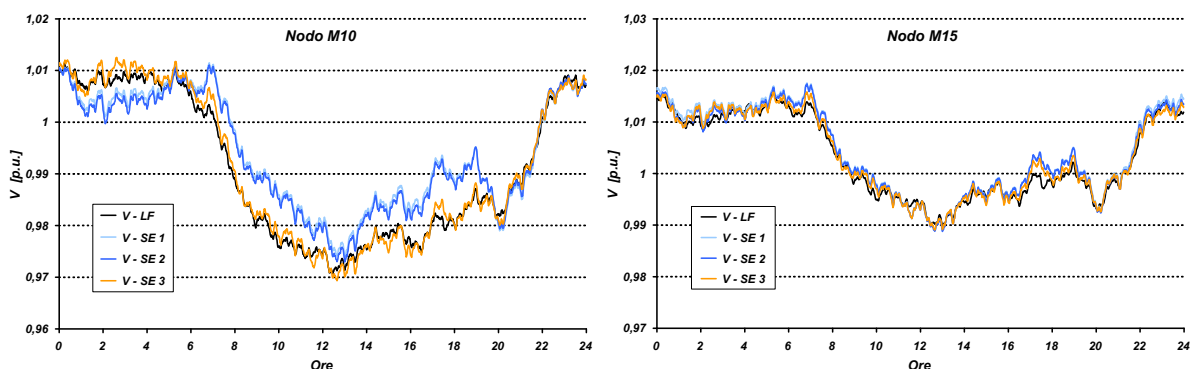


Figura 34 - Andamento temporale della tensione stimata a confronto con la “reale” tensione calcolata con LF - Nodi M10 e M15 appartenenti al feeder 2

Gli andamenti presentati ben raffigurano il netto miglioramento ottenuto dalla SE 3 se confrontato con gli scenari SE 1 e SE 2, in particolare è possibile verificare come le tensioni stimate risultino maggiormente omotetiche alla tensione realmente riscontrata in rete nel nodo in questione.

È inoltre possibile verificare come tale miglioramento non si manifesti in maniera perfettamente analoga per tutti i nodi della rete. Si verifica infatti come nei nodi terminali e in particolare nei nodi con generazione allacciata, il livello di modellizzazione SE 3 sia necessario a garantire adeguati livelli di precisione delle stime. Osservando in maniera accurata i risultati specifici riferiti al nodo N17 (elemento terminale del feeder 1), si può desumere come l'andamento nel tempo della tensione, sia reale che stimata, segua l'andamento della potenza generata, dando luogo ad escursioni della tensione stessa più rapide ed ampie rispetto ad altri nodi (conseguenza dell'aleatorietà della fonte primaria dell'unità di generazione modellata).

Dall'analisi della Figura 34 se ne deduce anche come il livello di penetrazione della generazione nella specifica linea di distribuzione abbia un diretto impatto sulla precisione delle stime delle tensioni in presenza di modellazione delle sole utenze passive (SE 2).

Le medesime considerazioni sono riconducibili dall'analisi di Figura 35 e Figura 36, le quali riportano gli andamenti temporale dell'errore commesso dai tre metodi di stima nei confronti della reale tensione che si riscontra in rete. Tale errore è rappresentato in modulo ed espresso, come la tensione, in [p.u.].

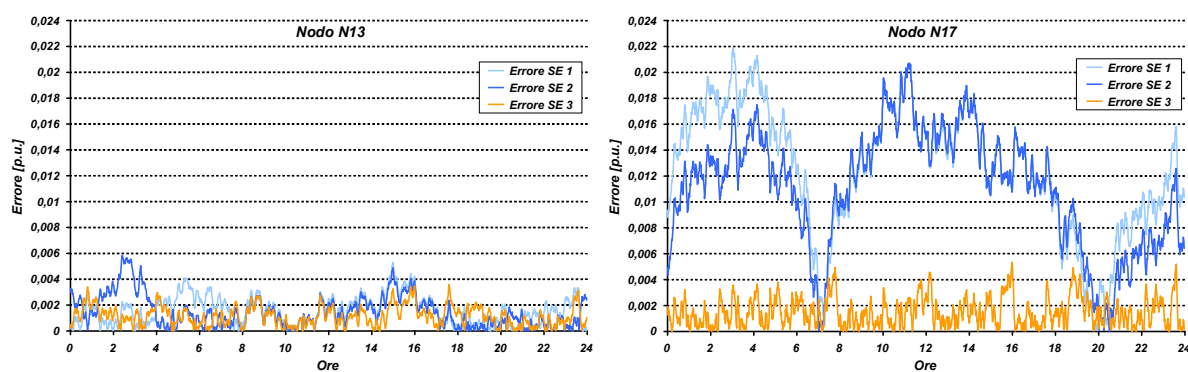


Figura 35 - Andamento temporale degli errori commessi dagli stimatori - Nodi N13 e N17 appartenenti al feeder 1

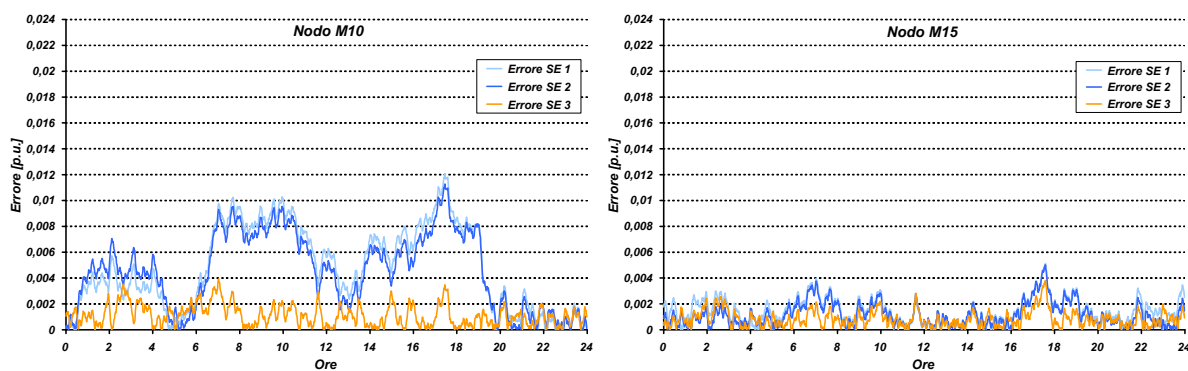


Figura 36 - Andamento temporale degli errori commessi dagli stimatori - Nodi M10 e M15 appartenenti al feeder 2

### Valutazione della massima incertezza della tensione stimata

Analizzando istante per istante la massima incertezza ottenuta nelle stime delle tensioni che si riscontra in rete tra tutti i nodi, è possibile ottenere una immediata valutazione dei miglioramenti conseguibili in termini di accuratezza della stima passando dallo stimatore base SE 1 allo stimatore SE 3 (Figura 37).

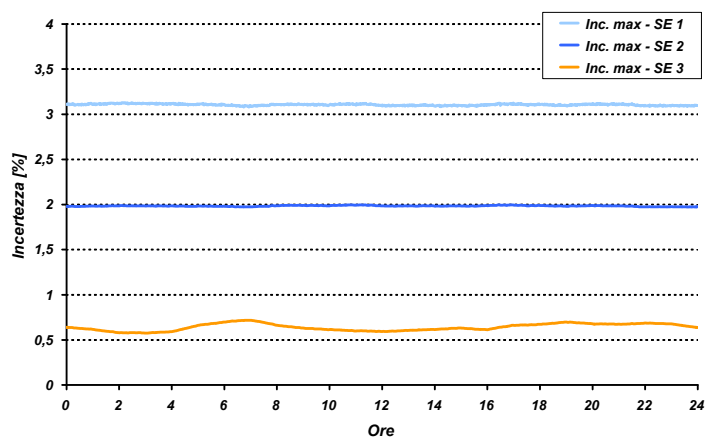


Figura 37 - Massima incertezza percentuale riscontrata in rete

Gli andamenti risultanti si manifestano piuttosto piatti e indipendenti dall'istante della simulazione, con eccezione dello stimatore SE 3 dove i generatori sono modellati a incertezza costante (con riferimento alla potenza unitaria), di conseguenza l'incertezza relativa varia nei diversi momenti della giornata generando delle fluttuazioni nel valore della massima incertezza presente in rete.

È utile inoltre valutare la massima incertezza sulla stima di tensione che ogni singolo nodo presenta nell'intero arco di tempo considerato. Ne risultano dei profili di incertezza che, nell'ipotesi di non prevedere misurazioni remote di tensione nella rete, sono caratterizzati da andamenti crescenti procedendo dalla CP verso la periferia della rete (Figura 38).

L'analisi dei profili ottenuti verifica il livello di accuratezza degli stimatori e i punti in cui si manifestano i maggiori livelli di incertezza massima nel periodo in analisi. Inoltre è possibile notare che, avendo ad esempio fissato un target sulla massima incertezza ammissibile sulle stime pari a 1 %, all'aumentare del livello di penetrazione delle unità di generazione nelle linee (feeder 1), il metodo di stima SE 2 si manifesta non attendibile, pur se valido in linee a debole presenza di unità GD (feeder 2).

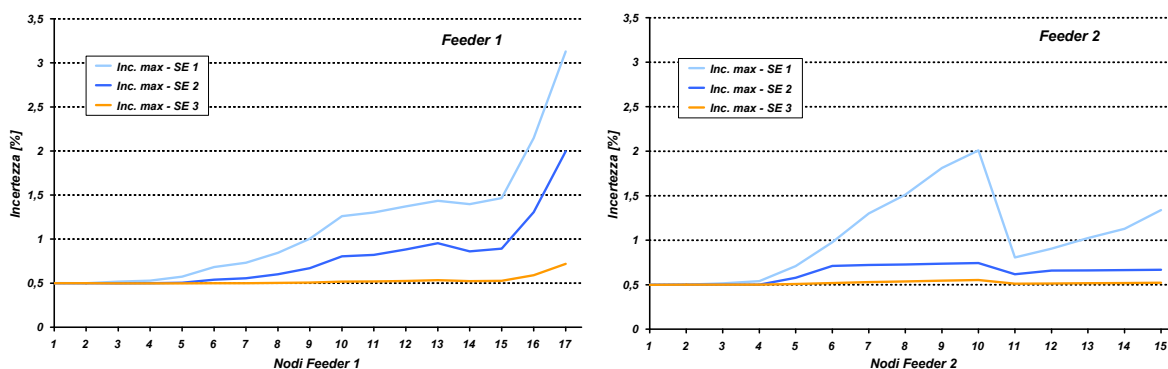


Figura 38 - Massima incertezza percentuale che si presenta per ogni nodo nell'intero arco della giornata nel feeder 1 e nel feeder 2

### Valutazione dell'accuratezza della modellazione dei carichi

È possibile verificare l'impatto del livello di penetrazione della GD anche a livello della stima delle potenza assorbite dai carichi a mezzo delle tecniche di Load Modelling implementate. Di seguito (Figura 39) si riportano due esempi di andamento della potenza assorbita da carichi MT, in particolare si mettono a confronto i valori che descrivono ciascun carico secondo le tre diverse metodologie di caratterizzazione utilizzate.

Si può facilmente notare il miglioramento apportato nei casi SE 2 e SE 3 dall'utilizzo del Load Modelling per la caratterizzazione del carico. L'andamento che caratterizza questi due casi, infatti, si avvicina abbastanza al reale assorbimento, fornendo una modellizzazione indubbiamente migliore rispetto a quella a valore costante nelle 24 ore (ipotesi della SE 1).

Tuttavia, solo nel terzo caso si riesce ad ottenere una stima molto precisa dell'assorbimento istantaneo del carico, in particolare per il feeder 1 caratterizzato da un maggiore numero e potenza unitaria dei gruppi di generazione, alcuni dei quali sono peraltro caratterizzati da diagrammi di produzione particolarmente differenziati rispetto ai diagrammi di consumo delle utenze. Nella SE 2, infatti, la modellizzazione è inficiata dalla scarsa precisione con cui è nota la potenza generata dalle unità GD e di conseguenza pesa in maniera determinante l'errore nella



conoscenza della totale potenza generata in ciascun feeder (dato che influenza la ripartizione del carico a partire dalla misura di flusso di potenza a saldo effettuata alla partenza della linea in CP).

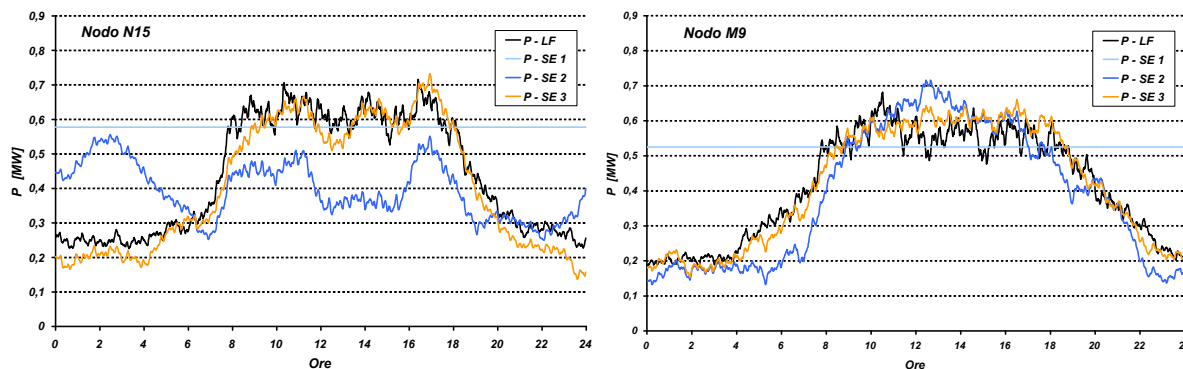


Figura 39 - Potenza assorbita dai carichi equivalenti connessi al nodo N15 e al nodo M9 secondo le diverse caratterizzazioni adottate nei tre stimatori

### Verifica della correttezza delle stime effettuate

L'intera analisi sviluppata ha come obiettivo quello di valutare le modalità con cui sia possibile fornire delle stime che siano nello stesso tempo precise (affette da un limitato errore) e poco incerte (ovvero con elevati livelli di accuratezza). In particolare uno stimatore dovrà garantire che gli errori commessi nella stima (intesi come differenza tra i valori stimati e quelli effettivamente presenti nella rete) siano contenuti all'interno del margine di incertezza fornito dallo stimatore stesso per tutti gli elementi di rete e in ogni istante.

Tale caratteristica necessaria è verificata dai tre estimatori analizzati. In Figura 40 e Figura 41 sono rappresentati il profilo di tensione calcolato mediante LF (tensione "vera") a confronto con la banda di incertezza risultante dall'impiego dei tre diversi metodi di stima realizzati. Poiché tali profili sono tempo dipendenti, si è scelto di analizzare due istanti campione, corrispondenti ad un momento di basso carico (ore 03.00) ed a uno di punta (ore 11.00).

Analogamente è possibile riscontrare in Figura 42 come la tensione "vera" si mantenga all'interno dell'intervallo di confidenza della tensione stimata. Si fa riferimento a due nodi terminali della rete test in quanto sede dei maggiori errori di stima.

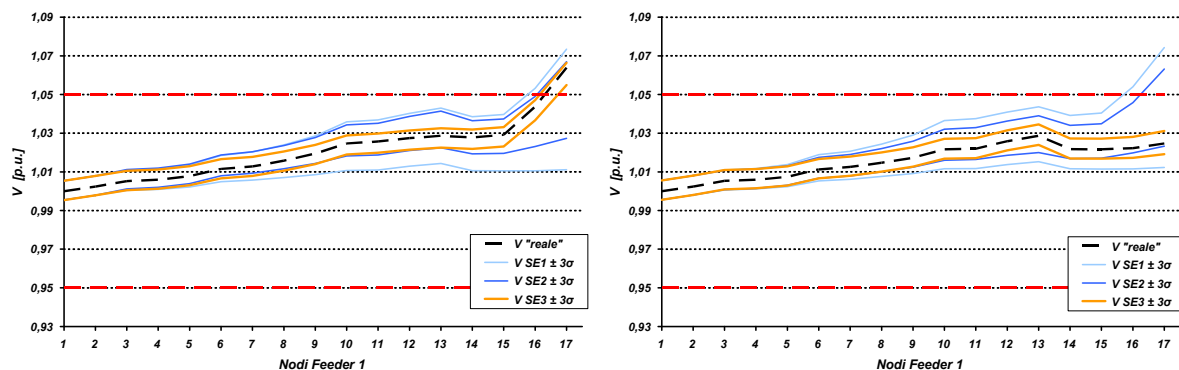


Figura 40 - Profili di tensione e incertezza per il feeder 1 per i tre casi di SE relativi alle ore 03.00 e alle ore 11.00

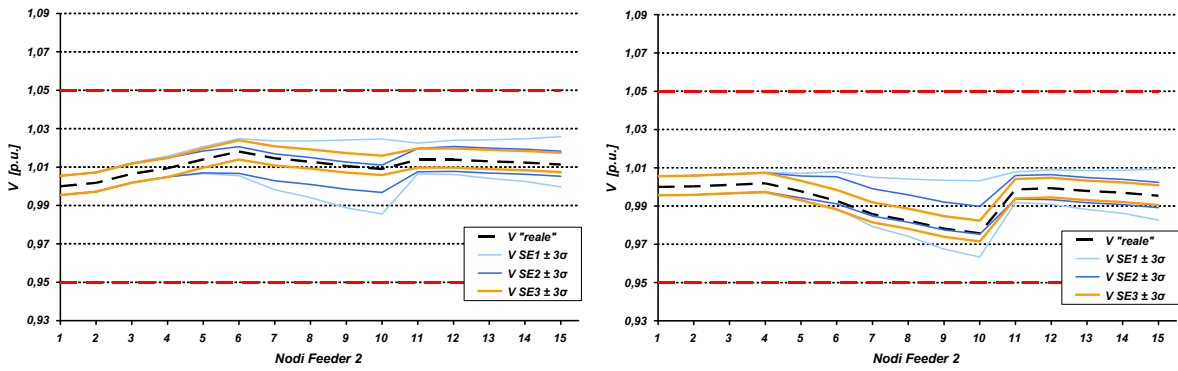


Figura 41 - Profili di tensione e incertezza per il feeder 2 per i tre casi di SE relativi alle ore 03.00 e alle ore 11.00

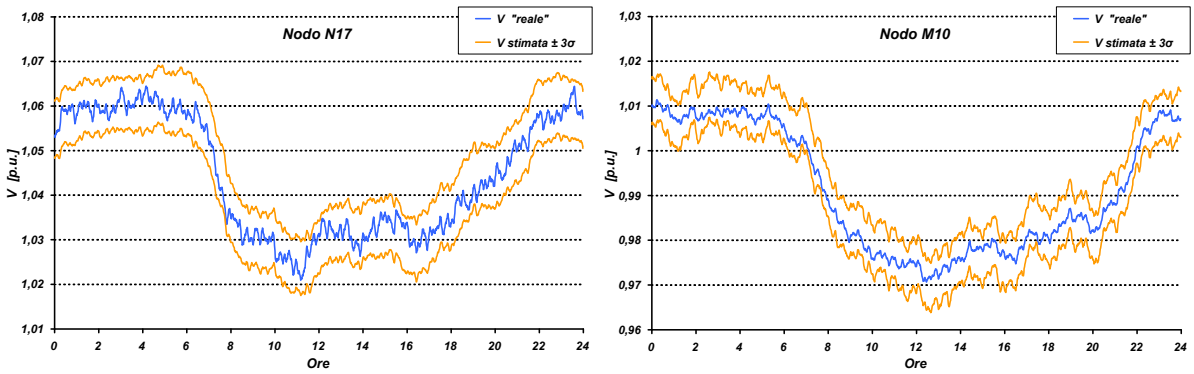


Figura 42 - Andamento della tensione “reale” calcolata tramite LF a confronto con la banda di incertezza ottenuta mediante SE 3 per il nodo N17 e il nodo M10

---

# TECNICHE INNOVATIVE PER IL MONITORAGGIO DELLE RETI ATTIVE DI DISTRIBUZIONE

Dall'analisi dettagliata dei risultati conseguiti e riportati nel capitolo precedente, si è potuto verificare e quantificare per via sperimentale quali siano i fattori che più influenzano l'incertezza delle stime fornite dall'algorithmo di SE. In particolare è possibile affermare che:

- l'incertezza delle tensioni stimate in ogni nodo risulta legata direttamente alla precisione degli strumenti di misura. Questa considerazione è stata verificata in modo dettagliato sia per le misure di tensione che per le misure di flusso di potenza (come ad esempio le misure di potenza generata dalle unità GD). L'incidenza della precisione delle misure di tensione sull'incertezza delle tensioni stimate è rilevante per i nodi elettricamente prossimi a punti di misura della tensione. La correlazione risulta invece meno più debole per quei nodi distanti dalle misure, per i quali incide maggiormente l'incertezza con cui sono noti il carico e la potenza generata dalle unità GD;
- l'incertezza delle tensioni stimate risulta fortemente influenzata dall'incertezza con cui sono noti i carichi. Questa influenza è tanto maggiore per quei nodi di carico elettricamente lontani da punti di misura, mentre è quasi trascurabile per quei nodi compresi tra punti di misura della tensione (soprattutto all'aumentare del numero di misure remote inserite nella rete). Lungo i rami terminali privi di misure di tensione, si verifica un aumento dell'incertezza delle tensioni stimate a partire dal nodo con l'ultima misura. Tale aumento, è strettamente legato al carico presente nel ramo e alle caratteristiche elettriche delle linee che lo costituiscono;
- l'incertezza con cui sono note le potenze generate dalle unità GD influenza l'incertezza delle misure di tensione in modo dipendente dal livello di penetrazione di GD nella rete in esame;
- il numero e il posizionamento dei punti di misura remota della tensione influiscono significativamente sull'incertezza delle tensioni stimate. Un posizionamento ottimizzato consente, con il minimo numero di misure remote, di contenere l'incertezza entro valori accettabili (si può ritenere accettabile una stima di tensione con incertezza massima contenuta entro il 1 %). Tale target si è dimostrato facilmente raggiungibile anche in caso di conoscenza approssimativa delle grandezze introdotte come pseudo-misure.

A partire da queste considerazioni, è stato possibile sviluppare due metodologie in grado di conseguire un monitoraggio completo della rete al variare delle condizioni di funzionamento degli impianti connessi. Nel dettaglio, le due soluzioni innovative sviluppate sono (Figura 43):

- tecnica di riduzione dell'incertezza abbinata alla conoscenza dei carichi tramite tecniche di Load Modelling abbinata a comunicazioni discrete fornite dai generatori (Discrete Step Communication).
- sviluppo di un algoritmo per la caratterizzazione della rete e il posizionamento ottimale delle misure remote di tensione finalizzate alla riduzione dell'incertezza sulle stime dello stato di funzionamento della rete, al variare delle condizioni operative del sistema di distribuzione.

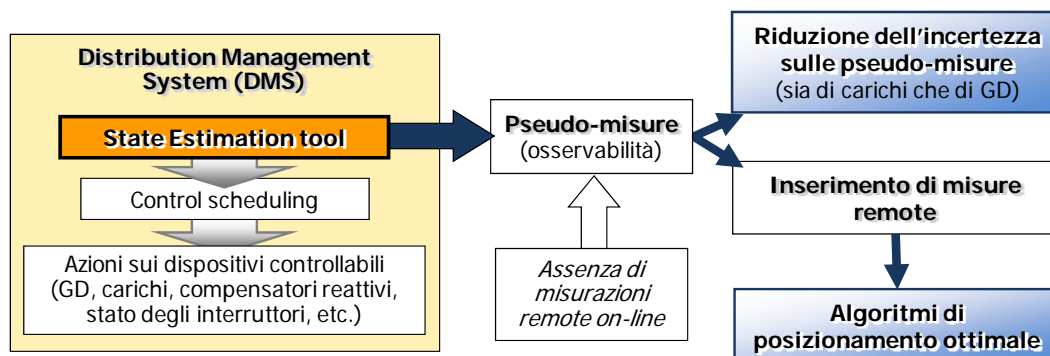


Figura 43 - Metodologie sviluppate per il contenimento dell'incertezza sulla stima delle condizioni operative della rete

In genere, la scelta del metodo da utilizzare per limitare l'incertezza delle tensioni stimate va eseguita in relazione alla rete che si sta esaminando. Non è possibile indicare una tecnica univocamente migliore rispetto ad un'altra in termini di costo per l'ottenimento di un target fissato di accuratezza delle stime. Un fattore che definirà l'effettiva applicabilità delle tecniche proposte sarà la valutazione economica dei costi che i vari provvedimenti comportano. In particolare si dovrà verificare la convenienza dell'installazione e gestione di apparati di misura remota confrontata con l'implementazione di tecniche di Load Modelling, le quali possono richiedere la conoscenza di dati sulle utenze allacciate alla rete che non sempre il distributore può reperire in maniera semplice ed economica.

Lo sviluppo delle reti future potrà comunque prevedere l'applicazione congiunta delle tecniche sviluppate. La combinazione delle tecniche presentate è infatti in grado di aumentare l'osservabilità complessiva della rete, può ridurre i problemi di condizionamento nel calcolo matriciale delle stime e consente l'implementazione di sistemi intrinsecamente sicuri comprensivi di tecniche avanzate per l'identificazione e l'esclusione dal calcolo di misure e dati non coerenti.

## TECNICA DISCRETE STEP COMMUNICATION PER L'AFFINAMENTO DELLA STATE ESTIMATION

La prima tecnica sviluppata è stata elaborata nell'ipotesi di assenza di punti di misura remota di proprietà del distributore. Si è quindi scelto di utilizzare in maniera diffusa tecniche di Load Modelling finalizzate alla caratterizzazione del carico elettrico. A causa della presenza della GD, è importante considerare che le metodologie di calcolo precedente devono essere opportunamente modificate al fine di considerare la presenza di punti di immissione locale di potenza [26].

Nell'ambito di una possibile applicazione futura della metodologia sviluppata, la soluzione proposta potrà eventualmente costituire ricalzo alla indisponibilità temporanea di un eventuale sistema di rilevamento remote delle grandezze sulla rete.

### **Discrete Step Communications**

Come visto nelle sezioni precedenti, le tecniche di Load Modelling non possono prescindere dalla conoscenza reale, approssima o stimata delle condizioni di funzionamento della rete, al fine di evitare pesanti approssimazioni nella stima delle condizioni di carico.

Non è stata avanzata la possibilità di disporre della conoscenza dei punti di lavoro delle unità GD tramite misura on-line della grandezza nel punto di interconnessione con la rete di distribuzione in quanto questa forma di gestione equivarrebbe in termini tecnologici ed economici all'inserimento di misure remote on-line di tensione nella rete.

Al pari, si è preferito non supporre la conoscenza stimata di diagrammi giornalieri di generazione da parte delle unità GD, in quanto questo tipo di impianti possono essere non direttamente correlati con una attività produttiva (con eccezione dei gruppi co-generativi, i quali possono comunque essere sopperiti da gruppi termici tradizionali non facenti uso intenso di energia elettrica). Per di più, le unità di piccola taglia, non essendo sottoposte ad ordini di dispacciamento e controllo remoto, sono libere di esercire i propri impianti in modo ottimale in termini economici senza darne comunicazione diretta al gestore di rete.

Per alcune tipologie impiantistiche di generazione, in particolare per alcuni impianti alimentati a fonte rinnovabile, una stima degli andamenti di produzione potrebbe essere effettuata sulla base del rilevamento diffuso di parametri ambientali e meteorologici. Tuttavia, le specifiche condizioni di lavoro dell'impianto potrebbero diversificarsi dagli andamenti della disponibilità della fonte primaria in conseguenza delle modalità di gestione dell'impianto stesso, le quali sono mantenute libere all'interno dei vincoli fissati con il gestore di rete in sede di definizione del regolamento di esercizio.

Si ritiene di conseguenza opportuno valutare l'ipotesi di una conoscenza diretta, seppur approssimata, delle condizioni di lavoro del singolo gruppo di generazione a mezzo di comunicazioni discrete inviate dalle unità GD al controllore di rete, in particolare allo stimatore. È quindi stata sviluppata e implementata una metodologia di comunicazione remota basata sull'invio di riferimenti di generazione attiva e reattiva da parte delle unità GD qualora il loro output di potenza vari in maniera sensibile rispetto al valore precedentemente comunicato (Figura 44), ovvero quando si verifica una delle condizioni riportate in (82).

$$\begin{cases} P^{k+1} > P^k + \frac{\Delta P}{2} \\ P^{k+1} < P^k - \frac{\Delta P}{2} \end{cases} \quad (82)$$

Al verificarsi della condizione, è richiesto alle unità di generazione l'invio discreto (DSC, Discrete Step Communication) dei nuovi riferimenti di potenza attiva e reattiva. A corredo dei dati di potenza scambiata nel punto di interconnessione con la rete, le unità GD potranno rendere disponibili anche informazioni accessorie e localmente disponibili, sia di natura tecnica (livello di tensione, misurazioni di flussi di potenza sulla rete, statistiche registrate di power quality come numero di interruzioni, superamento dei vincoli di funzionamento della rete, ecc.) che di natura

economica (offerte di generazione per il periodo di valutazione seguente, andamenti di prelievo energetico per il periodo di valutazione precedente).

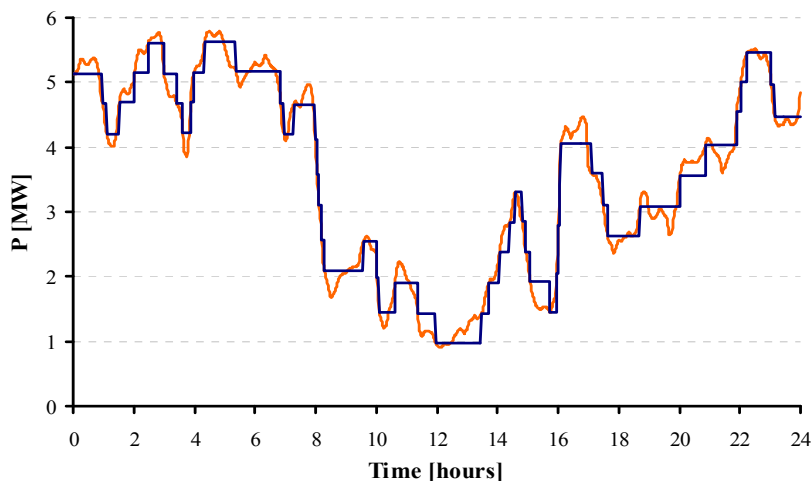


Figura 44 - Modalità di invio dei segnali DSC

Poiché nello scenario di monitoraggio sviluppato vengono richieste le comunicazioni alle unità GD, appare opportuno vincolare la frequenza di invio delle comunicazioni alle perturbazioni di un parametro direttamente controllabile dalla singola unità GD. Appare di conseguenza adeguato alla risoluzione del problema l'invio a mezzo DSC delle misurazioni effettuate localmente di potenza attiva e reattiva scambiata nel nodo di connessione.

La frequenza delle DSC non è stata vincolata alle perturbazioni di tensione nel nodo di allacciamento delle unità GD in quanto, in caso di forte variazione nell'output di potenza di un generatore e conseguente perturbazione delle condizioni di funzionamento della rete, l'onere conseguente alla comunicazione non sarebbe direttamente attribuito alla sorgente che genera il disturbo nella rete. Peraltro, nelle stesse ipotesi, sarebbe richiesta una comunicazione DSC da ogni nodo della rete dove sia connesso una unità di generazione, aumentando in modo significativo il traffico informatico tra punti remoti del sistema di distribuzione. Infine, sarebbero richieste comunicazioni DSC anche in presenza di variazioni giornaliere di carico che sarebbero invece facilmente modellabili con tecniche Load Modelling avendo a disposizione le comunicazioni discrete inerenti i valori di potenza generata dalle singole unità GD.

### **Procedura di verifica della tecnica sviluppata**

Al fine di verificare l'effettiva efficacia della tecnica di monitoraggio esposta, è stata implementata in ambiente MatLab<sup>®</sup> una procedura di validazione (Figura 45) simile a quella esposta in Figura 28 e basata sul confronto tra gli andamenti "veri" delle grandezze analizzate (ottenuti tramite calcoli di LF) e le corrispettive stime elaborate da un algoritmo SE. Si è scelto come modello di riferimento la rete test a 95 nodi (Figura 46), di cui si riprendono in Tabella 14 alcune caratteristiche principali.

Lo stimatore realizza il monitoraggio della rete sulla base della conoscenza dei profili di carico dei diversi impianti (elaborati in funzione delle classi di utenze allacciate ai diversi nodi della rete) e della tipologia della rete e dei rispettivi parametri equivalente. Mentre lo stimatore conosce gli

andamenti tendenziali delle utenze e la loro banda di incertezza, i calcoli di LF considerano come valori di prelievo anche disturbi casuali applicati agli andamenti tendenziali supposti noti.

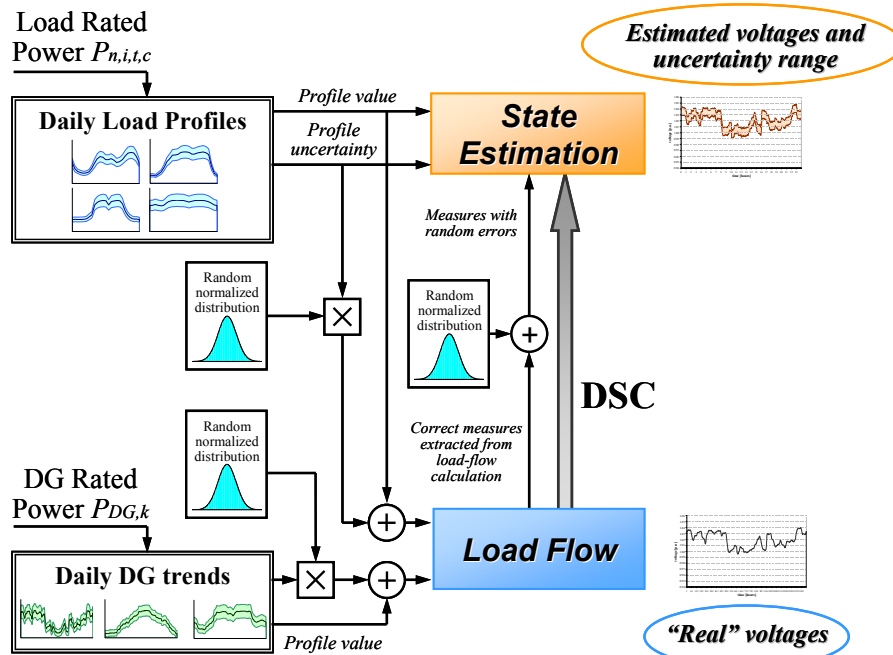


Figura 45 - Schematizzazione della procedura di valutazione sviluppata

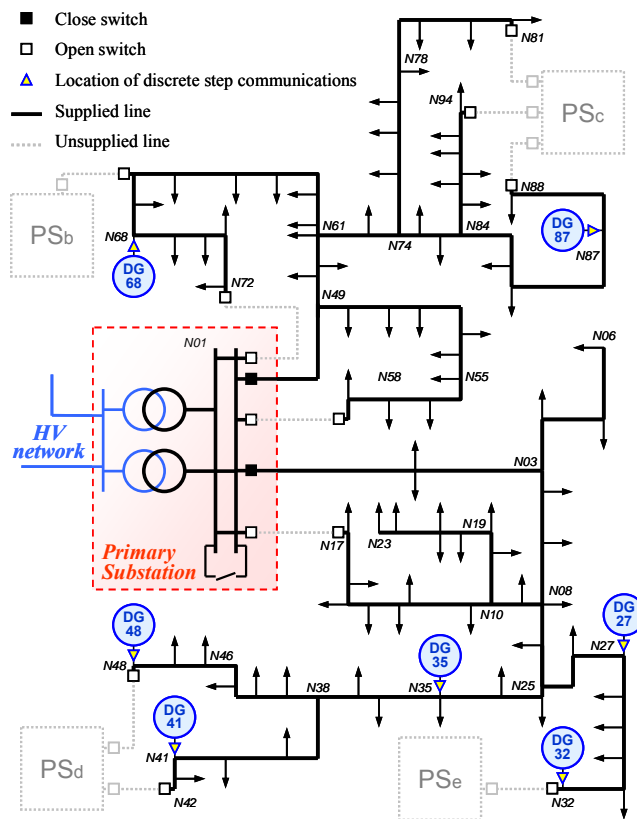


Figura 46 - Schema unifilare della rete test di riferimento

**Tabella 14 - Principali caratteristiche della rete test semplificata usata per la procedura di valutazione implementata**

	Carico totale	Potenza nominale impianti GD	Livello di penetrazione GD
Feeder A (nodi 1 – 48)	13,34 MW 3,21 Mvar	19,00 MVA	142,4 %
Feeder B (nodi 1 – 94)	11,54 MW 2,69 Mvar	7,00 MVA	60,7 %

Le misure locali utilizzate dallo stimatore sono la tensione alla sbarra MT di CP (necessaria per riferire ad una tensione misurata la stima degli altri valori di tensione nella rete) e i flussi di potenza in partenza dai due feeder (misurazioni utilizzate per le procedure di Load Modelling in abbinamento alla stima delle perdite in rete e alle comunicazioni DSC). Tali misurazioni locali vengono estratte dal calcolo LF e considerate affette da errore di misura casuale elaborato in funzione della corrispettiva incertezza di misura. Non sono state previste misurazioni remote on-line.

Al fine di verificare le capacità di monitoraggio e le relative conseguenze in termini di numero e costo delle comunicazioni DSC, sono stati implementati nel modello diversi comportamenti di generazione tipici di diverse tipologie di unità GD, in particolare sono riportati diagrammi tipici riferiti a unità eoliche, idroelettriche e cogenerative. Tali diagrammi giornalieri in grado di caratterizzare il comportamento delle GD nella simulazione analizzata con cadenza giornaliera sono forniti al calcolo LF (scenario “vero”) sommate ad errori casuali elaborati in funzione delle rispettive incertezze. Tali andamenti non sono invece forniti allo stimatore, il quale dovrà basare la sua conoscenza delle unità di generazione esclusivamente sulle DSC pervenutegli. Le comunicazioni discrete vengono elaborate all’interno del calcolo di LF secondo le modalità richiamate in (82).

La procedura di confronto sviluppata è in grado di valutare la corretta corrispondenza dell’intervallo di accuratezza delle stime con il valore elaborato all’interno del calcolo LF, al variare delle condizioni operative della rete nell’arco di un periodo di valutazione fissato e indipendentemente dagli errori di misura e dalle perturbazioni casuali applicate ai trend tendenziali di generazione e carico.

### **Valutazione dell’ampiezza ammessa per le comunicazioni discrete**

La metodologia sviluppata necessita la definizione dell’ampiezza di variazione tollerata per la potenza generata dalle singole unità GD. Appare opportuno definire l’ampiezza di variazione ammessa in relazione alla potenza nominale dell’impianto di generazione al fine di ottenere risultati analoghi in termini di accuratezza e precisione delle stime al variare del numero e della taglia media delle unità di generazione connesse alla rete.

La definizione dell’ampiezza massima tollerabile di variazione della potenza attiva e reattiva deve da una parte verificare il target di accuratezza richiesto allo stimatore a parità di altre ipotesi (precisione dei modelli di carico, precisione degli strumenti installati in CP, numero, posizionamento e precisione di eventuali misure remote, se presenti nella rete) e dall’altra non comportare un eccessivo numero di misurazioni discrete tra le unità GD e lo stimatore.

Con riferimento alla specifica rete presa in analisi, è stato condotto uno studio sull’impatto dell’ampiezza dello step tollerato in termini di massimo errore e massima incertezza, analizzando anche le conseguenze in termini di numerosità delle comunicazioni remote (Figura 47). Si



conferma l'esistenza di un valore che ottimizza le performance dello stimatore, sia in termini di massimo errore commesso nella stima che di massimo livello in incertezza nella stima stessa.

Il singolo distributore sarà in grado di definire tale valore sulle specifiche reti di distribuzione con procedura analoga.

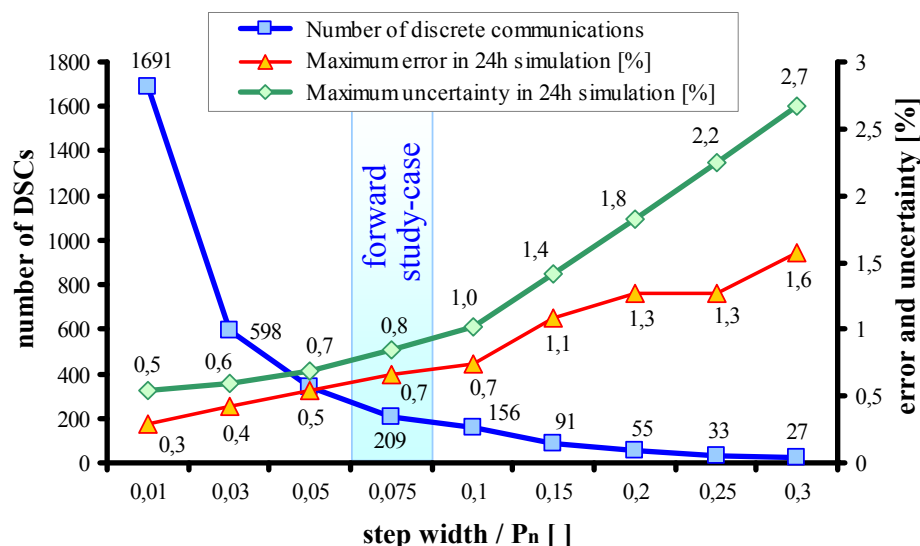


Figura 47 - Metodologia di scelta ottimale dell'ampiezza della variazione ammessa per le potenze generate dalle unità GD

### Risultati della procedura di validazione

Applicando la condizione ottimizzata di ampiezza della oscillazione ammessa per le singole potenze generate dalle unità GD, la procedura di valutazione introdotta verifica sia la correttezza nella definizione dell'intervallo di confidenza sulle stime dei parametri di rete (in particolare la tensione) che il numero di comunicazioni DSC richieste alle unità GD in funzione dei loro diagrammi di generazione.

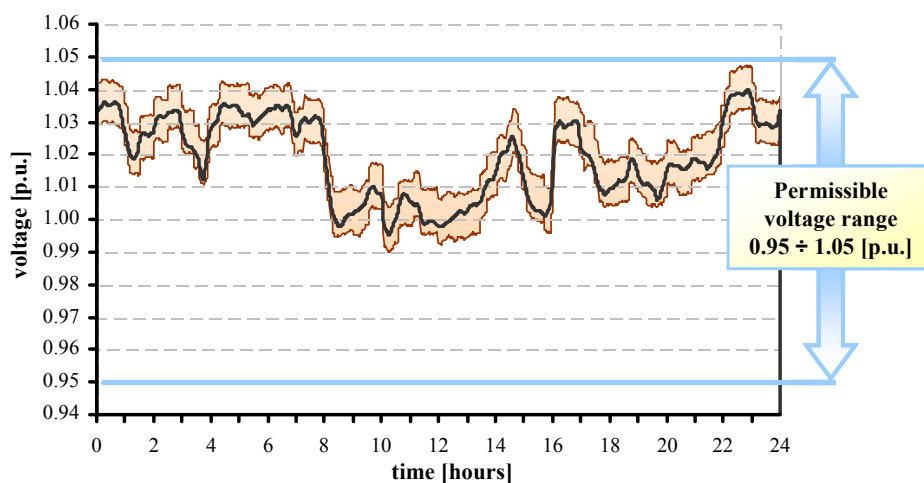


Figura 48 - Verifica della corrispondenza tra valore vero di una tensione di rete e relativo intervallo di confidenza

In Figura 48 si riporta un esempio di stima della tensione in un nodo della rete. La procedura verifica la corrispondenza tra la tensione “vera” e l’intervallo stimato per tutti i nodi della rete, verificando l’ottenimento dei target impostati.

L’efficacia della procedura che adotta le comunicazioni DSC è dimostrata sperimentalmente in Figura 49, dove è riportato il profilo di incertezza massima ottenibile per ogni nodo in una simulazione di durata giornaliera. In particolare è possibile verificare come l’efficacia della caratterizzazione DSC abbinata alle tecniche Load Modelling sia ampiamente verificabile all’aumentare del livello di penetrazione della GD nelle reti di distribuzione (Feeder A), mentre il miglioramento in termini di accuratezza, seppur presente, risulta di entità minore per linee debolmente attive (Feeder B).

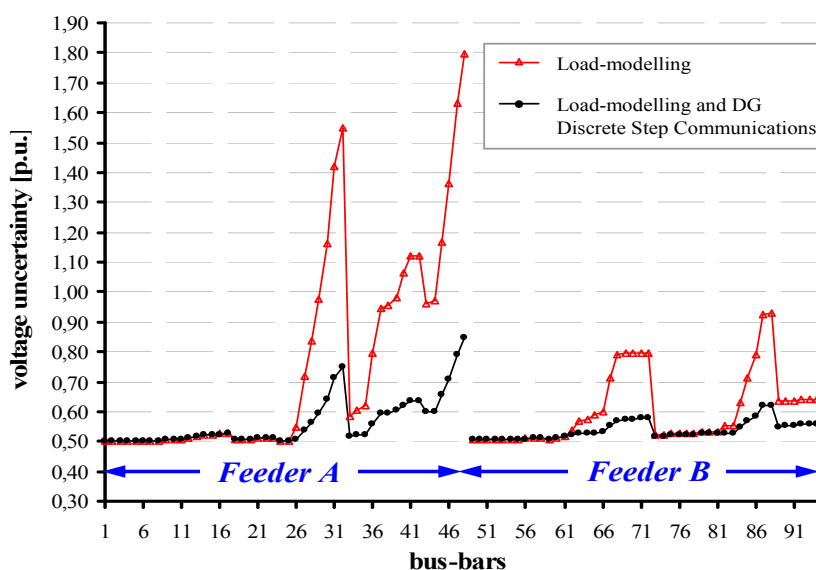


Figura 49 - Miglioramento dell’accuratezza delle stime conseguenti all’adozione della tecnica Discrete Step Communication

Tabella 15 - Suddivisione delle comunicazioni DSC in funzione della tipologia di generazione

Impianto GD	Tipologia di impianto GD	Numero di comunicazioni DSC richieste	
Feeder A (nodi 1 – 48)	DG27	Cogeneratore a gas	23
	DG32	Impianto idroelettrico	26
	DG35	Cogeneratore a gas	17
	DG41	Cogeneratore a gas	25
	DG48	Parco eolico	50
Feeder B (nodi 1 – 94)	DG68	Cogeneratore a gas	19
	DG87	Parco eolico	49
Totale		209	

L’efficacia della soluzione proposta è testimoniata anche dai risultati riportati in Tabella 15, dove è riportata la suddivisione del numero complessivo di DSC tra i singoli generatori. È facilmente verificabile come le unità a profilo di generazione con minore variabilità siano affette da un minor numero di comunicazioni DSC richieste, con conseguente minore costo legato alle

comunicazioni discrete da inviare allo stimatore. Questo aspetto consente intrinsecamente di attribuire i pur modesti costi di monitoraggio derivanti dall'allacciamento di ingenti quantità di unità GD alle singole unità in funzione della loro influenza sulla variabilità delle condizioni operative della rete.

## **ALGORITMO PER L'ALLOCAZIONE OTTIMALE DELLE MISURE REMOTE DI TENSIONE**

### **Introduzione**

Qualora fosse facilmente realizzabile il posizionamento nella rete di strumentazioni di misura remote e il relativo collegamento informatico con lo stimatore presumibilmente posizionato in CP, una tecnica applicabile per il contenimento dell'incertezza sulle stime di tensione e l'aumento della osservabilità complessiva del sistema di distribuzione consiste nell'inserimento di misure on-line di tensione nella rete. Il posizionamento dovrà risultare ovviamente ottimizzato al fine di contenere il numero di misure remote necessarie al raggiungimento di un target e di conseguenza i costi di installazione e gestione ad esse associate. Fattori ulteriori che possono essere tenuti in considerazione sono le possibili allocazioni della strumentazione di misura (anche in relazione alla disponibilità di un canale comunicativo) e la possibilità di prediligere come punti di misura i nodi di allacciamento delle unità di generazione al fine di utilizzare la strumentazione già presente in tali punti della rete.

La teoria qui presentata è stata sviluppata al fine di fornire le indicazioni minime per conseguire un corretto monitoraggio della rete di distribuzione nell'ipotesi di disporre di misure remote esatte all'interno dell'intervallo di accuratezza fornibile dall'apparato di misura installato e dal relativo sistema di comunicazione della misura, sia in termini di precisione della misura che di contemporaneità nella messa a disposizione di tale valore.

Una procedura innovativa è stata sviluppata al fine di caratterizzare la rete, identificare le localizzazioni ottimali per l'inserimento degli apparati di misura remote di tensione nelle varie condizioni operative della rete e definire un set finale ottimizzato di punti di misura. L'algoritmo sviluppato è quindi concettualmente composto da tre passaggi consequenziali [27][28][29]:

- step 1: valutazione dei parametri di rete a maggiore sensibilità nella definizione dello stato operativo del sistema di distribuzione. Preliminarmente alle procedure di seguito riportate, sfruttando direttamente le considerazioni riportate graficamente nelle sezioni precedenti, è stata ricercata una metodologia in grado di pesare i contributi delle singole varianze associate alla conoscenza dei punti di lavoro di carichi e unità di generazione attraverso la definizione di un nuovo parametro rappresentativo di rete, che è stato denominato “momento delle varianze”. Il procedimento è stato sviluppato tramite una procedura matriciale in grado di fornire un dato puntuale per ogni nodo della rete;
- step 2: localizzazione dei punti di misura ottimizzati per le specifiche condizioni di funzionamento della rete. Il secondo passaggio della procedura analizza singolarmente le diverse modalità operative della rete di distribuzione (ognuna caratterizzata da una probabilità non nulla di verificarsi) al fine di ottenere un set di posizionamenti ottimizzati delle misure di tensione in grado di verificare il target fissato di accuratezza sulla stima. L'algoritmo di localizzazione delle misure è finalizzato alla minimizzazione del momento

delle varianze, in quanto tale parametro è considerato come rappresentativo dell'incertezza massima conseguita nella stime del funzionamento della rete;

- step 3: valutazione probabilistica delle diverse localizzazioni identificate. L'ultimo passaggio della procedura esegue una valutazione delle diverse localizzazioni ottenute con il passaggio di calcolo precedente, pesate con la probabilità di verificarsi associata a ciascuna configurazione di rete, le quali possono differire sia per livello di penetrazione e dislocazione spaziale delle unità GD che per topologia della rete di distribuzione.

L'algoritmo è stato sviluppato nell'ottica di risultare vantaggioso da un punto di vista computazionale, soprattutto se confrontato con i metodi proposti in letteratura basati su calcoli ripetuti e iterative di LF e SE [30]. La parametrizzazione diretta (non iterativa) della rete e l'utilizzo di Algoritmi Genetici (GA, Genetic Algorithms) per la localizzazione ottimizzata delle misure riducono i tempi per l'elaborazione del set ottimizzato di misure remote da richiedere alla rete. Tale aspetto potrebbe risultare particolarmente vantaggioso soprattutto nel caso di sviluppo di future reti fortemente variabili (sia in termini di topologia del sistema che di impianti connessi e delle corrispondenti modalità di esercizio), dove potrebbe essere applicata on-line tale metodologia di selezione del set ottimale di allocazioni di misurazioni remote tra quelle fisicamente installate nella rete.

### **Step 1: Parametrizzazione della rete nei calcoli di State Estimation**

Il primo passaggio del metodo sviluppato ha come scopo la definizione di un legame facilmente calcolabile e verificabile tra la distribuzione delle incertezze con cui sono noti i punti di lavoro di carichi e generatori e un parametro rappresentativo dello stato di funzionamento della rete. È stato quindi sviluppato un metodo di calcolo basato su computazione matriciale in grado di elaborare la distribuzione delle varianze dei prelievi e delle immissione di potenza, le quali sono soppesate in relazione alla loro dislocazione topologica e alle caratteristiche della rete di distribuzione (in particolare i parametri longitudinali di linee e trasformatori) al fine di ottenere per ogni nodo del sistema un parametro rappresentativo della corrispondente incertezza nella stima della tensione.

La procedura inizia dall'analisi degli elementi a maggiore sensibilità nella definizione del livello di incertezza nella stima dello stato di funzionamento della rete. Le seguenti considerazioni sono basilari alla trattazione ideata:

- è possibile caratterizzare differenti classi di curve standard di prelievo in funzione della natura intrinseca dei carichi e dei risultati raccolti tramite campagne di misura dettagliate. Tali diagrammi di carico possono essere assoluti o parametrizzabili in funzione degli andamenti stagionali, di fattori calendariali e dei parametri atmosferici locali;
- sia la distribuzione delle varianze sulle iniezioni di potenza che le caratteristiche della rete, in particolare la sua caratterizzazione longitudinale, hanno una influenza diretta nella definizione dell'incertezza complessiva abbinata alla stima dei profili di tensione. Si ricorda che le varianze sono sempre di segno positivo a prescindere dal segno delle iniezioni di potenza correlate (queste sono considerate positive nel caso di generatori e negative nel caso di carichi). La caratterizzazione longitudinale della rete è considerata un dato noto allo stimatore, una volta fissata la topologia del sistema di distribuzione attraverso la definizione dello stato degli interruttori o sezionatori presenti in rete;
- è ragionevole pensare che tutti gli apparati di misura remota della tensione possano prevedere livelli di accuratezza confrontabili. L'algoritmo considera livelli di accuratezza

analoghi per tutte le misurazioni remote e locali condotte a parità di parametro di rete rilevato (tensioni, flussi di potenza, ecc.);

- si ritengono disponibili in CP le misure locali di tensione e flusso di potenza uscente dalle linee di distribuzione sottese;
- qualora sia richiesta l’inserzione di nuovi gruppi remoti di misurazione, è possibile ottenere migliori livelli di accuratezza nella stima della condizione di lavoro della rete attraverso l’implementazione di misure di tensione rispetto a misure di flussi di potenza [30]. Qualora fossero disponibili misure di flussi di potenza (o di corrente transitante) su tratti intermedi delle linee di distribuzione, esse potrebbero essere utilizzate per affinare la modellazione del comportamento dei carichi come illustrato al capitolo precedente.

Considerando l’incertezza sulle stime delle singole iniezioni positive o negative di potenza pari al triplo della relativa deviazione standard della distribuzione gaussiana abbinata a tale nodo, è possibile definire la matrice diagonale  $U_L$ , la quale rappresenta lo stato della rete in termini di varianze attive ( $\sigma_{P_i}^2$ ) e reattive ( $\sigma_{Q_i}^2$ ) a ciascuno degli  $N$  nodi di rete. Di conseguenza, ogni nodo della rete rappresenta una sorta di ammettenza valutata sulla base delle varianze associate alla potenza attiva e reattiva scambiata nel nodo specifico con la rete. Ogni elemento della matrice  $U_L$  è valutato approssimando al valore unitario il termine forzante corrispondente  $V_i$  (83).

$$\mathbf{U}_L = \begin{bmatrix} \frac{(\sigma_{P_1}^2 - j\sigma_{Q_1}^2)}{V_1} & 0 & 0 \\ 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \frac{(\sigma_{P_N}^2 - j\sigma_{Q_N}^2)}{V_N} \end{bmatrix} \begin{matrix} \text{1}^{\text{st}} \text{ node} \\ \\ \text{N}^{\text{th}} \text{ node} \end{matrix} \quad (83)$$

Nell’ipotesi più generica i sistemi di distribuzione possono variare la loro composizione topologica sia al fine di aumentare il livello di continuità fornito alle utenze in caso di guasto e interventi di manutenzione che per migliorare il comportamento generico della rete in termini di livello di tensione di alimentazione alle utenze o di grado di carico dei singoli tratti di linea. Lo stato dei dispositivi di interruzione e sezionamento presenti nella rete definisce univocamente la struttura della rete, il numero di tratti di linea alimentati  $N_L$ , la matrice primitiva della ammettenze di linea  $Y_p$  (84) e conseguentemente la matrice di incidenza  $C$ , la quale avrà dimensione  $N_L \times N$ .

$$\mathbf{Y}_p = \begin{bmatrix} (R_1 + jX_1)^{-1} & 0 & 0 \\ 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & (R_{N_L} + jX_{N_L})^{-1} \end{bmatrix} \begin{matrix} \text{line 1} \\ \\ \text{line } N_L \end{matrix} \quad (84)$$

Conseguentemente alle ipotesi condotte, è possibile valutare la matrice  $Y$ , la quale ha dimensione  $N \times N$  e fornisce la rappresentazione complessiva alle ammettenze della rete considerata (85).

$$\mathbf{Y} = \mathbf{C}^T \cdot \mathbf{Y}_p \cdot \mathbf{C} \quad (85)$$

Poiché gene rizzando la trattazione, potrebbero già essere presenti nella rete di distribuzione  $N_V$  punti di misurazione della tensione (di cui una misurazione è locale in CP e le restanti  $N_V - 1$

sono remote e posizionate lungo le linee di distribuzione) nel momento in cui si applica la metodologia proposta, tali nodi sono impostati nell’algoritmo come punti a valore forzato  $V = 1$ . Si costruisce di conseguenza il vettore colonna unitario di lunghezza  $N_V$ . La metodologia richiede la presenza di almeno un punto di misura della tensione, che corrisponde alla misurazione locale in CP. I nodi in cui sono posizionate delle misurazioni on-line di tensione devono essere nomenclati all’interno dell’algoritmo come  $1, 2, \dots, N_V$ .

Il valore di  $N_V$  influenza direttamente la formazione delle quattro sotto-matrici ottenute a partire dalla matrice  $Y$  come indicato in (86).

$$\mathbf{Y} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_1 & \mathbf{Y}_2 \\ \mathbf{Y}_3 & \mathbf{Y}_4 \end{bmatrix} \begin{matrix} 1 : N_V \\ (N_V + 1) : N \\ 1 : N_V \\ (N_V + 1) : N \end{matrix} \quad (86)$$

Il valore di  $N_V$  influenza direttamente anche la formazione della matrice  $U_L^*$ , la quale è estratta dalla matrice  $U_L$  come indicato in (87). Attraverso la formula (88) si ottiene la definizione della matrice  $V^*$ , la quale è un vettore colonna di lunghezza  $N - N_V$  e rappresenta una sorta di “diminuzione di performance” nella accuratezza con cui sono note le stime della tensione.

$$\mathbf{U}_L = \begin{bmatrix} (\sigma_{p1}^2 - j\sigma_{q1}^2) & 0 & 0 \\ 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \mathbf{U}_L^* \end{bmatrix} \begin{matrix} (N_V + 1) : N \\ (N_V + 1) : N \end{matrix} \quad (87)$$

$$\bar{\mathbf{V}}^* = -(\mathbf{U}_L^* + \mathbf{Y}_4)^{-1} \cdot \mathbf{Y}_3 \cdot \bar{\mathbf{V}} \quad (88)$$

Infine, il parametro “momento della varianza”  $M$  è introdotto e definito come in (89) per ognuno dei nodi della rete dove non sia installata una misurazione on-line della tensione. Per le ipotesi introdotte precedentemente, i nodi  $1, 2, \dots, N_V$  (dove sono effettuate le misure on-line della tensione) presentano momento della varianza di valore nullo. Il vettore  $M$  è un colonna di lunghezza  $N - N_V$  contenente alla  $i$ -esima riga il valore del parametro di performance corrispondente al  $(N_V + i)$ -esimo nodo.

$$\bar{\mathbf{M}} = \begin{bmatrix} 1 - |\mathbf{V}^*(1)| \\ \vdots \\ 1 - |\mathbf{V}^*(N - N_V)| \end{bmatrix} \quad [\text{MVA}^2 \cdot \Omega] \quad (89)$$

La procedura descritta precedentemente assume un significato di calcolo immediato in presenza di una rete radiale con misurazioni di tensione on-line eseguite esclusivamente in CP (assenza di misurazioni remote di tensione). In tali ipotesi, infatti, il momento delle varianze rappresenta una grandezza proporzionale alla somma dei prodotti tra le varianze abbinate alle singole iniezioni di potenza attiva e reattiva e la loro corrispondente distanza elettrica dal nodo in cui è disponibile la misura on-line della tensione.

La correlazione tra la grandezza introdotta  $M$  e la distribuzione delle incertezza sulle stime di potenza iniettate nella rete è dimostrata nella sotto-sezione successiva, dove si riportano i risultati ottenuti dal metodo proposto su una rete test realistica, confrontati con i risultati ottenibili da un algoritmo classico di SE.

## **Step 2: Allocazione delle misure remote**

A seguito del calcolo matriciale sopra descritto che consente di ottenere l'indicazione sul parametro  $M$  per ciascuno dei nodi della rete, è stata sviluppata una seconda sezione dell'algoritmo in grado di minimizzare la massima incertezza nella stima della tensione nella rete. A tale fine vengono ottimamente allocate misure remote di tensione. È stata scelta questa tipologia di misurazione in quanto presenta la maggiore sensitività in termini di miglioramento dell'accuratezza complessiva delle stime. Si ricorda che eventuali misurazioni remote di flusso di potenza o di corrente circolante lungo un tratto di linea potrebbero essere utilizzate al fine di migliorare la precisione e l'accuratezza delle stime di generazione e carico presenti lungo le linee di distribuzione.

È stato verificato e dimostrato nella validazione sperimentale di seguito riportata il legame diretto tra il massimo valore di momento della varianza che si verifica in una rete di distribuzione e la massima incertezza nella stima delle tensioni di rete, a parità di accuratezza sulla conoscenza dei punti di lavoro delle utenze connesse al sistema di distribuzione. Tale legame è confermato anche in presenza di molteplici misure on-line di tensione, di cui una deve essere posizionata in CP (misura locale) e le altre  $(2, \dots, N_V)$  sono posizionate lungo il feeder. In particolare è stato verificato come il profilo del momento delle varianze sia omotetico rispetto al profilo delle incertezze sulle stime delle tensioni (quest'ultimo andamento spaziale è ottenuto applicando un algoritmo classico di SE nelle medesime ipotesi di incertezza su carichi e generatori). In ogni modalità di funzionamento della rete analizzata, al variare del numero delle misure di tensione inserite nella rete stessa, appare evidente come i nodi affetti dalla maggiore incertezza sulla stima dello stato corrispondano ai nodi che presentano i valori massimi del parametro  $M$ .

Utilizzando il momento delle varianze come parametro rappresentativo, è stato possibile implementare un approccio ricorsivo per la minimizzazione dell'incertezza sulla stima delle tensioni attraverso l'inserimento di misure aggiuntive di tensione. È stato verificato che lo sforzo computazionale richiesto da tale procedura è di un ordine di grandezza inferiore rispetto alla minimizzazione diretta della massima incertezza sulla stima dello stato di funzionamento della rete.

La procedura, sinteticamente riassunta in Figura 50, è applicata su una specifica condizione operativa della rete di distribuzione. La metodologia esposta opera secondo le seguenti modalità operative:

- viene valutata preliminarmente la massima incertezza sulla stima delle tensioni di rete ottenibile utilizzando un algoritmo SE tradizionale. Lo scenario base considerato come scenario di partenza generico presenta misure di tensione esclusivamente installate in CP. L'algoritmo implementato è comunque in grado di considerare anche la presenza di  $N_{V^*}$  misure remote di tensione se queste sono già disponibili on-line allo stimatore nel momento in cui viene eseguito la procedura. In questo caso lo scenario di partenza sarà caratterizzato da  $N_{V^*} + 1$  misure di tensione;

- verifica del target sulla accuratezza massima ammessa nella stima dello stato della rete di distribuzione. Tale valore obiettivo deve essere fissato dal distributore preliminarmente all'applicazione della procedura sviluppata. Qualora il target risultasse già soddisfatto, la procedura termina. In caso contrario, l'algoritmo aggiunge alle  $N_{V^*} + 1$  misure inizialmente disponibili  $N_{ADD}$  ulteriori misure in modo che il nuovo set complessivo di allocazioni delle misure minimizzi il massimo valore di momento delle varianze che si verifica in rete (partendo da  $N_{ADD} = 1$ ). A seguito della struttura di calcolo matriciale elaborata, è necessario in questa fase rinominare i nodi in modo che i punti di misura siano definiti all'interno dell'algoritmo come i nodi  $1, 2, \dots, (N_{V^*} + 1 + N_{ADD})$ ;
- l'algoritmo procede incrementando il valore  $N_{ADD}$  fino al raggiungimento del target prefissato. In alternativa, il processo si conclude qualora sia raggiunto il massimo numero di misure aggiungibili allo scenario iniziale  $N_{ADDmax}$ .

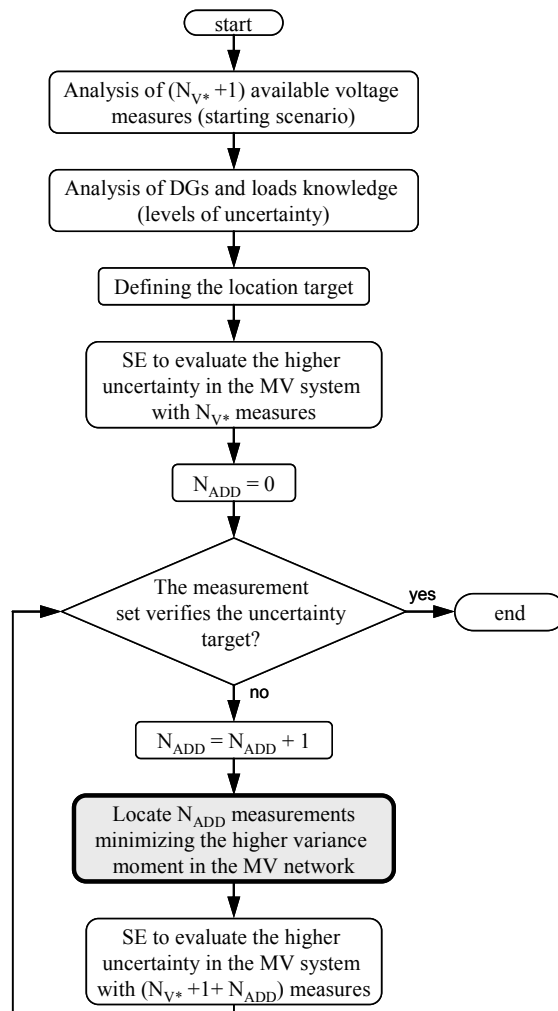


Figura 50 - Procedura sviluppata per l'inserimento ottimizzato di misure aggiuntive di tensione

La minimizzazione del massimo valore di momento delle varianze è effettuata attraverso l'implementazione di un GA, il quale consente di ottenere un livello di complessità pseudo-lineare



al crescere del numero di nodi della rete  $N$ . Al contrario, una procedura non guidata operante per tentativi porterebbe alla computazione di un valore di possibilità pari al coefficiente binomiale riportato in formula (90).

$$C_{N-N_V}^{N_{ADD}} = \binom{N-N_V}{N_{ADD}} = \frac{(N-N_V)!}{N_{ADD}! \cdot (N-N_V-N_{ADD})!} \quad (90)$$

Il GA genera una popolazione iniziale di  $N_{ADD}$  possibili localizzazioni tramite la definizione di un vettore  $L$  di dimensione  $N_{ADD} \times 1$ . Il numero  $N_i$  di individui che compongono ogni popolazione è stato scelto per via sperimentale al fine di garantire la convergenza dell'algoritmo. L'implementazione sistematica della metodologia ha consigliato di usare come valore  $N_i$  la somma di una costante (20) e di un termine linearmente dipendente dalla dimensione del problema ( $6 \cdot N_{ADD}$ ).

Dalla trattazione sopra riportata si evince che le possibili allocazioni delle misurazioni di tensione nella rete possono variare tra  $N_{V*} + 2$  (tensioni misurate in CP integrate con le  $N_{V*}$  misure remote disponibili on-line prima dell'inizio della procedura di allocazione) ed  $N$  (numero di nodi nella rete). Le soluzioni elaborate dal GA che comportano il posizionamento di misure all'esterno di tale range sono automaticamente scartate senza essere valutate. Per ogni combinazione plausibile di  $N_{ADD}$  localizzazioni, viene computato il massimo momento delle varianze in funzione del livello di accuratezza disponibile per le stime di potenza iniettata e prelevata ai diversi nodi della rete. Tale valore elaborato funge da funzione obiettivo per la combinazione elaborata. L'algoritmo genetico seleziona i propri individui al fine di minimizzare la funzione obiettivo predefinita.

Il GA procede creando generazioni successive di individui secondo tre modalità ereditarie specifiche, le quali sono tarate in funzione delle caratteristiche principali e delle proprietà dell'algoritmo di localizzazione delle misure:

- il 30% degli individui figli (“Elite children”) sono derivati dalla generazione precedente tramite selezione degli individui che presentano i migliori valori di fitness value, ovvero i valori minori di massimo momento delle varianze. Il mantenimento di una parte degli individui della generazione precedente garantisce l’ottenimento di una funzione obiettivo non crescente passando dalle generazioni precedenti a quelle successive;
- il 60% degli individui figli (“Crossover children”) sono creati a mezzo di combinazioni di vettori appartenenti ad una coppia di individui della generazione precedente;
- il 10% degli individui figli (“Mutation children”) sono creati a mezzo di variazioni casuali (chiamate anche mutazioni) elaborate a partire da uno degli individui della generazione precedente che presenta i minori valori di funzione obiettivo.

L'algoritmo di localizzazione delle  $N_{ADD}$  misure aggiuntive di tensione (riportato in Figura 51) termina qualora il numero di generazioni cresca oltre un valore limite predefinito  $i_{MAX}$  (fissato pari a 200) oppure qualora non venissero riscontrati miglioramenti (ovvero riduzioni) nel valore della funzione obiettivo nelle ultime  $I_{mMAX}$  generazioni. Nella soluzione dello specifico problema di minimizzazione, in funzione delle sue caratteristiche salienti e delle applicazioni sperimentali condotte, è stato scelto un valore di  $I_{mMAX}$  pari a  $20 + 10 \cdot N_{ADD}$ .

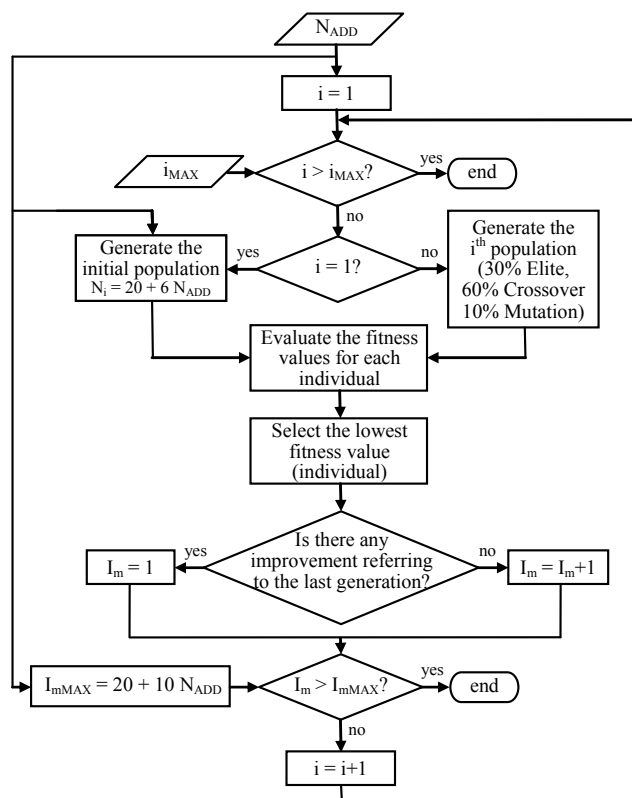


Figura 51 - Rappresentazione schematica dell’algoritmo genetico implementato per la minimizzazione della funzione obiettivo

A causa della intrinseca natura del problema di posizionamento delle misure nella rete, qualora l’algoritmo complessivo non sia in grado di soddisfare il target sul massimo valore di incertezza ammesso nella stima delle tensioni di rete aggiungendo  $N_{ADD}$  misurazioni di tensione, il posizionamento ottimizzato di  $N_{ADD} + 1$  misure non è influenzato dai risultati ottenuti per il posizionamento di  $N_{ADD}$  misure. Di conseguenza, il GA dovrà iniziare nuovamente dalle condizioni iniziali ogni qualvolta il numero di misure da posizionare si incrementa, senza tenere in alcun conto i risultati conseguiti al ciclo precedente.

L’utilizzo di una procedura basata su GA è stata necessaria per poter allocare off-line un necessario numero di misure disponendo di tutti i nodi della rete come possibili allocazioni di misura. Qualora, al variare delle condizioni operative della rete e della sua topologia, si volesse applicare on-line la medesima procedura per selezionare le apparecchiature di misura da interrogare tra tutte quelle disponibili in rete in quanto pre-installate, l’algoritmo potrebbe essere semplificato procedendo con metodo per tentativi e operando singolarmente sui diversi feeder facenti parte dello stesso sistema di distribuzione in quanto connessi alla medesima CP.

### Step 3: Caratterizzazione probabilistica delle allocazioni di misura ottenute

La metodologia di allocazione delle misure aggiuntive di tensione illustrata finora è applicabile singolarmente ad una specifica condizione operativa della rete di distribuzione. Infatti, sono richiesti come dati iniziali dell’algoritmo le condizioni di funzionamento dei singoli carichi e generatori, in particolare la loro distribuzione statistica e l’incertezza con cui tali dati sono noti.

Anche gli stati dei dispositivi di interruzione, i quali influenzano direttamente la topologia della rete, sono parametri di ingresso dell'algoritmo proposto.

In una applicazione realistica della metodologia sviluppata, una notevole quantità di parametri che caratterizzano le condizioni operative della rete possono variare nel tempo, di conseguenza il set ottimale delle allocazioni delle misure aggiuntive di tensione può variare sia numericamente che spazialmente nel sistema. Ogni condizione operativa può ad esempio differire dalle altre per la distribuzione dei carichi, il livello di penetrazione delle unità GD o la topologia della rete. Al fine di superare tale problematica e ottenere un set finale di allocazioni ottimali delle misure aggiuntive di tensione, i distributori dovranno combinare statisticamente i risultati ottenibili con diverse configurazioni operative di rete.

A questo scopo è stato sviluppato l'ultimo step della procedura descritta. Tale sezione definisce graficamente l'efficacia dell'inserimento delle misure di tensione in funzione della loro collocazione all'interno della rete, al variare delle condizioni di funzionamento della rete.

Per ogni k-esima condizione di lavoro ritenuta statisticamente possibile, e quindi abbinata ad una probabilità finita  $\alpha_k$ , è elaborata la procedura sopra descritta per il conseguimento di una ottimale allocazione delle misure aggiuntive di tensione in grado di soddisfare il target sulla massima incertezza ammessa nella stima dello stato di funzionamento della rete.

Successivamente, disponendo del vettore delle  $N_{ADDk}$  posizioni ottimizzare per la configurazione di rete k-esima, ogni nodo i-esimo riceve un punteggio  $S_{i,k}$  in funzione della sua distanza elettrica dalla allocazione ottimale più vicina, qualora tale distanza sia contenuta entro un valore limite  $D$  (ad esempio può essere scelto come valore limite  $1 \Omega$ ). La formula (91) descrive analiticamente la formulazione del calcolo del punteggio  $S_{i,k}$ . La minima distanza elettrica  $Z_{i,k}$  è il valore minimo tra le distanze elettriche  $Z_{i,j,k}$  (modulo delle impedenze complesse) calcolate tra il nodo i-esimo e le j-esime allocazioni ottimizzate elaborate nella k-esima condizione di lavoro.

$$S_{i,k} = \begin{cases} (D - Z_{i,k}) = (D - \min(Z_{i,j,k})) & \forall j \in N_{ADDk} \quad \text{se } \min(Z_{i,j,k}) \leq D \\ 0 & \text{se } \min(Z_{i,j,k}) > D \end{cases} \quad (91)$$

Il set finale di localizzazioni ottimali delle misure di tensione aggiuntive è ottenuto sommando nodo per nodo i punteggi conseguiti in corrispondenza delle  $k$  condizioni di lavoro della rete, i quali vengono pesati statisticamente attraverso la probabilità  $\alpha_k$  abbinata alle medesime condizioni di lavoro del sistema di distribuzione. L'espressione matematica del concetto esposto è riportata nella formula (92), dove viene indicato con  $N_k$  il numero di condizioni di lavoro analizzate per il sistema di distribuzione.

$$S_i = \sum_{k=1}^{N_k} \alpha_k \cdot S_{i,k} \quad i = 1 \dots N \quad (92)$$

### **Implementazione del metodo proposto**

Lo sviluppo e la messa a punto dell'algoritmo proposto è stato condotto su molteplici reti realistiche tipiche del contesto nazionale e internazionale. Sono di seguito riportati i risultati applicati ad uno dei due feeder che compongono la rete test semplificata a 95 nodi (Figura 52). Alla rete è applicata una complessiva taglia di potenza generata pari a 19,0 MVA a fronte di un

carico complessivo di picco pari a 13,5 MW con fattore di potenza medio pari a 0,97. Sono state caratterizzate diverse condizioni di lavoro della rete, sulla base di diversi livelli di generazione connessa al sistema secondo quanto riportato in Tabella 16.

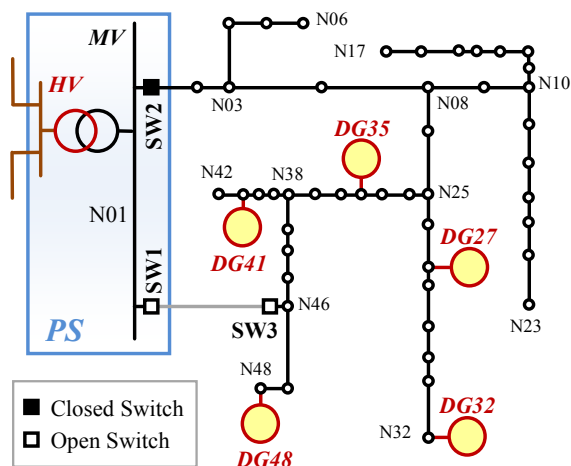


Figura 52 - Modello di rete implementato nella procedura

Tabella 16 - Livelli analizzati di penetrazione della GD connessa alla rete

Configurazioni	A	B	C
Livello di penetrazione della GD [%]	0	104	141
Unità GD connesse alla rete		DG27 DG35 DG41 DG48	DG27 DG32 DG35 DG41 DG48

La procedura sviluppata è stata testata ponendo un target del 0,9% sulla massima incertezza con cui è ammessa la stima dello stato di funzionamento della rete. Tale valore appare ragionevole in relazione all'intervallo di variazione ammesso per la tensione nelle reti di distribuzione MT, pari al 5%.

L'algoritmo sviluppato posiziona in maniera ottimizzata le apparecchiature di misurazione remota della tensione, le quali sono supposte caratterizzate da un livello di incertezza del 1,0%. Gli scenari sono stati sviluppati nell'ipotesi di assenza di una completa caratterizzazione delle utenze attive e passive, le quali sono quindi associate ad una incertezza molto ampia (90%).

### Risultati per lo step 1

È stata inizialmente condotta una prima valutazione della correlazione tra l'accuratezza nella stima delle tensioni di rete ottenibile dall'applicazione di un algoritmo tradizionale di SE e la modellazione parametrica del sistema di distribuzione a mezzo del momento delle varianze.

Sono considerati come disponibili allo stimatore sia i dati di rete che la corrispondente topologia di connessione, oltre alla misurazione locale on-line della tensione in CP ( $N_V = 1$ ), con classe di accuratezza pari a 1,0. Le utenze attive e passive sono caratterizzate da un valore centrale di

potenza iniettata in rete (positiva o negativa) e una corrispondente incertezza percentuale. Sono state valutate molteplici combinazioni di incertezza con cui sono noti i carichi e i generatori, nel range compreso tra 1% (tutte le iniezioni di potenza sono note allo stimatore tramite misurazioni on-line, scenario improbabile) e 90% (i prelievi dei carichi e le immissioni di potenza da parte dei generatori sono ignoti). Nella valutazione condotta sono state considerate le incertezze abbinate ai carichi e quelle abbinate alla generazione come variabili tra loro indipendenti.

In Figura 53 si riporta per via grafica la stretta correlazione ottenibile per ogni specifico sistema di distribuzione (in particolar modo per ogni specifico feeder) tra la massima incertezza ottenibile nella rete dall'applicazione di un algoritmo di SE e il massimo momento delle varianze calcolate per lo stesso sistema e nelle stesse ipotesi di conoscenza dei punti di lavoro di carichi e generatori. Nel grafico è possibile verificare una dipendenza univoca tra i due parametri al variare delle incertezze con cui sono note le utenze connesse alla rete e al variare del livello di penetrazione della GD nella rete, dimostrando la capacità del parametro introdotto di essere rappresentativo delle caratteristiche del sistema nell'elaborazione di un calcolo SE.

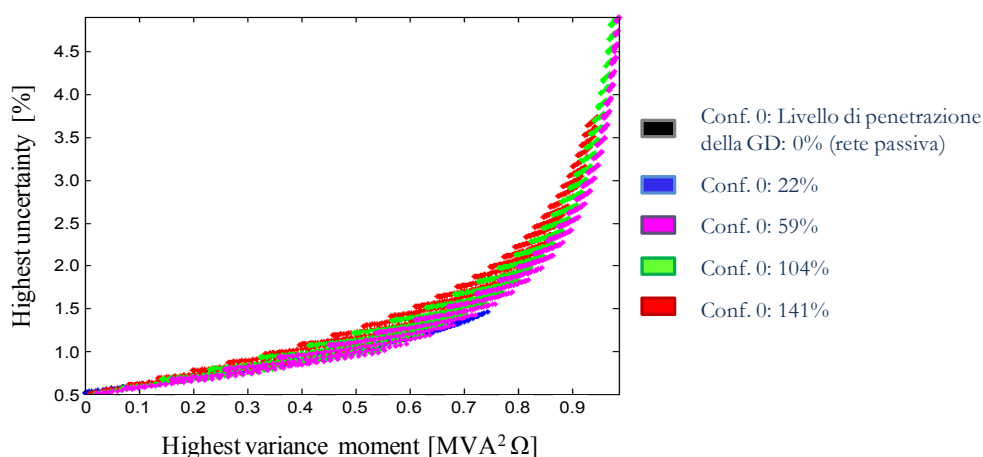


Figura 53 - Correlazione tra massimo momento delle varianze e massima incertezza in un sistema di distribuzione

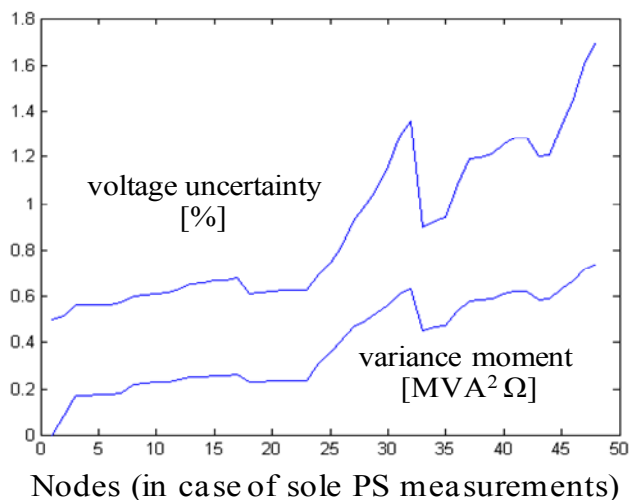


Figura 54 - Confronto tra profilo di incertezze e profilo di momento delle varianze per un feeder di distribuzione

Inoltre, è possibile verificare per ogni linea come il profilo di incertezza valutato nodo per nodo dall'applicazione di un SE tradizionale sia omotetico con il profilo del momento delle varianze valutato nelle medesime condizioni di conoscenza della rete (Figura 54).

Risultati per lo step 2

In questa fase, al fine di non complicare la trattazione, sono state considerate solo quattro condizioni operative della rete (Tabella 17) fortemente differenziate per livello di penetrazione della GD (con riferimento alla Tabella 16) e per topologia di connessione. Ogni condizione operativa è caratterizzata da una propria probabilità statistica finita e non nulla.

**Tabella 17 - Condizioni operative prese in esame**

Condizione operativa k	Configurazione	Topologia	Probabilità statistica abbinata alla condizione operativa $\alpha_k$
1	A	SW2 close SW1 and SW3open	0.10
2	C	SW2 close SW1 and SW3open	0.40
3	A	SW2 open SW1 and SW3close	0.30
4	B	SW2 open SW1 and SW3close	0.20

Per ognuno degli scenari di funzionamento definiti, l'algoritmo posiziona in modo ottimizzato le misure di tensione nella rete (Tabella 18) al fine di limitare il valore massimo conseguibile di momento delle varianze e indirettamente la massima incertezza con cui sono calcolabili le stime delle tensioni di rete. Le localizzazioni individuate soddisfano il target fissato sulla massima incertezza ammissibile, pari al 0,9%.

**Tabella 18 - Allocazioni ottimali individuate dall'algoritmo proposto**

k	Numero di misure aggiunte $N_{ADD}$	Valore massimo di momento delle varianze [MVA <sup>2</sup> Ω]	Valore massimo di incertezza sulle stime della tensione [%]	Allocazioni ottimali delle misure di tensione
1	2	0.1327	0.785 %	14, 25
2	6	0.1002	0.892 %	12, 28, 32, 35, 42, 48
3	2	0.5819	0.890 %	11,27
4	6	0.2951	0.898 %	17, 18, 25, 28, 41, 47

Risultati per lo step 3

Con riferimento ai risultati precedentemente riportati, la sezione terminale della procedura sviluppata, per ogni configurazione di rete analizzata, assegna a ciascun nodo della rete un punteggio in funzione della sua vicinanza ad una delle allocazioni ottimizzate individuate. Il punteggio complessivo assegnato a ciascun nodo è valutato attraverso una somma dei singoli

score, i quali sono pesati con le probabilità statistiche riferite alle singole condizioni di lavoro della rete.

La Figura 55 riporta il profilo del punteggio complessivo conseguito dai singoli nodi della rete al termine della procedura complessiva. Ogni colonna, riferita al nodo  $i$ -esimo, è suddivisa in un numero di sezioni pari al numero delle configurazioni di rete analizzate al fine di riportare graficamente i contributi di singoli termini  $S_{i,k}$  pesati con la corrispondente probabilità  $\alpha_k$ .

Dall'analisi complessiva del grafico elaborato dalla procedura sviluppata è possibile identificare immediatamente le allocazioni ottimizzate per le misure di tensione. I distributori, anche in funzione di una analisi di dettaglio dello stato impiantistico dei singoli nodi (cabina secondaria chiusa, installazione su palo, ecc.), potranno individuare il set ottimizzato di misurazioni remote applicabile alle proprie reti di distribuzione.

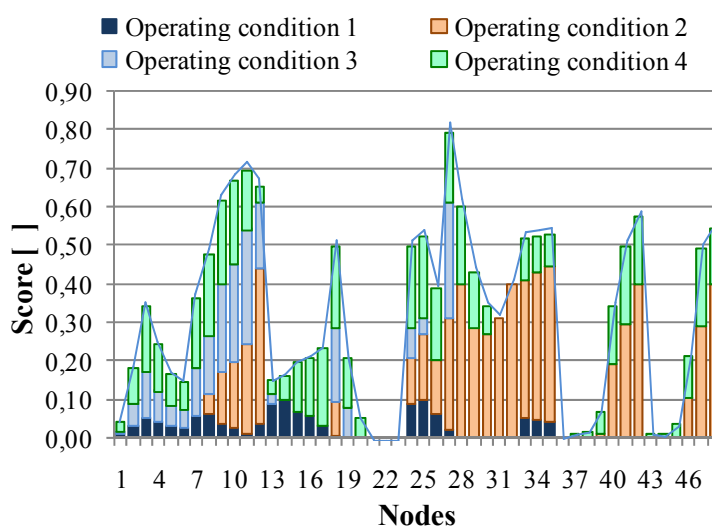


Figura 55 - Risultato grafico della procedura di allocazione ottimale delle misure remote di tensione





---

# **LA REGOLAZIONE DELLA TENSIONE NELLE RETI ATTIVE DI DISTRIBUZIONE**

In questa sezione vengono riportati due approcci sviluppati al fine di garantire adeguati livelli di tensione nelle reti di distribuzione a fronte delle possibili configurazioni di rete che possono presentarsi, sia in termini di livello di penetrazione della GD che di topologia della rete e di livello di qualità e affidabilità della fornitura di energia elettrica richiesta dalle utenze.

Il primo metodo esposto, applicabile nel breve-medio termine, si basa sul monitoraggio della rete a mezzo di tecniche di Distribution State Estimation e sul controllo del variatore sotto carico in CP e delle richieste reattive delle unità GD, le quali vengono coinvolte nella regolazione della tensione e nella compensazione locale della potenza reattiva.

Il secondo metodo, riportato al capitolo successivo e sviluppato nell'ipotesi di una prospettiva di mercato locale dell'energia elettrica, si basa sulla definizione di valori locali di prezzo dell'energia, i quali vengono elaborati per ogni nodo e comunicati alle utenze connesse alla rete al fine di ottenere una complessiva regolazione del funzionamento operativo della rete. Il metodo è applicato anche per quantificare l'impatto economico della GD sulla gestione dei sistemi di distribuzione, in funzione del livello di penetrazione specifico, della omogeneità nella distribuzione spaziale nella rete degli impianti di generazione e del livello di qualità della fornitura di energia elettrica garantibile agli impianti facenti uso del sistema di distribuzione.

## **REGOLAZIONE DI TENSIONE: DEFINIZIONE DELLO STATO ATTUALE**

La regolazione della tensione, intesa come la problematica del mantenimento del valore efficace delle tensioni concatenate e stellate all'interno dell'intervallo di variazione ammessa, è uno dei problemi che possono limitare la disponibilità delle reti di distribuzione ad accogliere impianti di generazione dispersi, qualora queste non venissero ammodernate al fine di prevedere una distribuzione bidirezionale dei flussi di potenza lungo le linee di distribuzione o sul trasformatore di collegamento con il sistema di trasmissione.

I vincoli di tensione ammissibile possono essere definiti da normative tecniche, emanazione di enti competenti (ad esempio l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas AEEG) o da vincoli specifici a livello contrattuale fissati tra la singola utenza e l'ente distributore. In questo senso, anche gli impianti di generazione allacciati hanno interesse a mantenere degli standard garantiti di

qualità della tensione al fine di consentire il loro allacciamento al sistema di distribuzione ed evitare distacchi intempestivi conseguenti all'intervento delle protezioni di interfaccia in caso di funzionamenti anomali del sistema.

Una massiccia penetrazione di unità GD nelle reti attuali comporta il decadimento di alcune delle ipotesi finora condotte nello sviluppo dei sistemi di regolazione della tensione nei sistemi di distribuzione. In particolare:

- i flussi di potenza perdono la convenzionale unidirezionalità, intesa come dal punto di prelievo a livello di tensione superiore fino alla periferia della rete;
- come conseguenza del punto precedente, perdono parzialmente di significato i termini “monte” e “valle”, a meno di non riferirsi esplicitamente alla configurazione di rete passiva;
- le linee di distribuzione e i collegamenti con le reti a livello di tensione superiore o inferiore potranno essere percorsi da flussi di potenza con fattori di potenza anomali rispetto a quelli che si verificherebbero in una rete con configurazione passiva secondo le attuali normative di connessione ed esercizio degli impianti utilizzatori; in particolare, potranno verificarsi flussi di potenza attiva e reattiva con versi contrapposti, il che influenza anche il concetto di “fattore di potenza del flusso di potenza in linea”, che necessiterà di essere ridefinito;
- il problema della regolazione della tensione non può essere sviluppato secondo un classico approccio deterministico atto a considerare tutte le possibili condizioni di funzionamento della rete prescindendo dalla probabilità che tali condizioni si verifichino realmente; di conseguenza, non sarà possibile continuare ad adottare un approccio del tipo “fit&forget”.

Le tecniche di regolazione della tensione finora implementate nei sistemi elettrici di distribuzione nel contesto nazionale, basandosi sulla unidirezionalità dei flussi di potenza e sulla facile previsione dei transiti di potenza attiva e reattiva, risultano essere particolarmente semplificate e gestite in locale (all'interno della CP), senza la necessità di informazioni in tempo reale provenienti dal campo (sistema di distribuzione). Tali procedure sono costituite da:

- controllo della posizione attiva del Variatore Sotto Carico (VSC, noto in ambiente anglosassone come On Load Tap Changer, OLTC) in modalità automatica, al fine di ottenere una definizione univoca del rapporto di trasformazione dei trasformatori AT/MT; di conseguenza, fissata la tensione del sistema di trasmissione in relazione alle dinamiche di tale rete a struttura magliata, è possibile controllare direttamente la tensione che si verifica sulla sbarra MT di CP;
- impostazione a vuoto del rapporto di trasformazione dei trasformatori MT/BT;
- utilizzo di dispositivi di compensazione reattiva locale al fine di controllare il fattore di potenza delle utenze e dei flussi di potenza lungo le linee e i trasformatori.

Nel prossimo futuro, un sistema intelligente di regolazione della tensione dovrà essere in grado di garantire valori efficaci delle tensioni nei singoli nodi di allacciamento all'interno dei valori tollerati, al variare delle possibili condizioni di funzionamento della rete, considerando le eventuali oscillazioni della potenza assorbita dai carichi ed erogata dai generatori allacciati. Fattori influenti nella definizione delle tensioni nei sistemi di distribuzione sono:

- gli andamenti giornalieri, settimanali, mensili e stagionali dei prelievi di potenza da parte dei carichi, sviluppati anche in correlazione alla sensibilità delle utenze agli aspetti esterni (ad esempio le condizioni ambientali) e alle previsioni di crescita dei consumi a lungo termine;

- i valori tipici di fattore di potenza in prelievo, anche in relazione a meccanismi di incentivazione/penali in caso di valori non conformi ai vincoli definiti in sede contrattuale o legislativa;
- la distribuzione delle utenze e degli impianti di generazione nella rete, in relazione alla possibilità di modificarne il punto di allacciamento tramite linee di sotto-distribuzione dedicate o di alterare la topologia della rete in esercizio;
- le dinamiche della rete di trasmissione, che comportano oscillazioni nel valore efficace della tensione sul lato AT del trasformatore in Cabina Primaria.

### **Il controllo del Variatore Sotto Carico in configurazione passiva**

Il controllo automatico della posizione attiva del variatore sotto carico è una regolazione discreta a gradini (tap). Il sistema di controllo (installato in CP o a bordo del trasformatore) monitora in locale la tensione di sbarra MT e la confronta con un riferimento di tensione assegnato. Tale riferimento, definito dal distributore sulla base di una analisi delle caratteristiche della rete e delle utenze allacciate, può essere costante o dotato di meccanismi di compensazione atti a limitare l'escursione di tensione nei nodi terminali delle linee di distribuzione maggiormente caricate.

La precisione di regolazione del VSC permette tipicamente una variazione per ogni gradino compresa nell'intervallo  $0,8\div 1,5\%$  del valore nominale della tensione di rete. Nel complesso, il VSC e il controllore abbinato consentono una banda di regolazione del  $\pm 15\%$ . Tale valore è definito da specifiche dedicate in relazione alle bande di variazione della tensione ammessa attorno al valore nominale, sia per il sistema di trasmissione ( $\pm 10\%$ ) che per il sistema di distribuzione MT ( $\pm 5\%$ ).

L'intervento in regolazione del VSC è discontinuo nel tempo e previsto con cadenza temporale fissata al fine di limitare l'usura del meccanismo conseguente a continue e frequenti commutazioni tra spire in tensione del trasformatore. Un valore tipico di frequenza di intervento in regolazione è 1 monitoraggio/intervento ogni 10 secondi.

Allo stesso scopo, il controllore è dotato di una banda morta di intervento nella variazione di tensione alla sbarra, ovvero è stabilito un grado di insensibilità per il variatore. In configurazioni normali e standard, il grado di insensibilità è pari alla variazione imprimitibile da un gradino, moltiplicata per un coefficiente maggiorativo di sicurezza. Valori tipici del coefficiente maggiorativo di sicurezza oscillano nell'intervallo  $1,2\div 1,8$ .

Il riferimento di tensione di sbarra MT può essere:

- costante: in questo caso, tale valore non dipende dal carico istantaneo in rete, ma viene assegnato dal distributore in relazione all'andamento storico delle curve di carico delle linee collegate a valle della CP; tale valore è tendenzialmente compreso nell'intervallo  $1,00\div 1,04$  p.u. della tensione nominale.
- a compensazione di corrente: in questo caso, il riferimento di tensione è determinato come in (93) sulla base di settaggi off-line e della misura on-line della corrente circolante sul trasformatore controllato. Tale modalità di controllo esegue una semplice misurazione del modulo della corrente circolante sul trasformatore AT/MT in quanto gli andamenti standard del carico in termini di fattore di potenza non richiedono una specifica compensazione in funzione dell'angolo di fase di tale corrente, il quale si mantiene piuttosto contenuto nei sistemi passivi di distribuzione. La legge di regolazione è di conseguenza lineare nelle applicazioni tradizionali.

$$\begin{cases} V_{sb} = V_p & \text{per } I_T < 0 \text{ (caso di inversione della corrente misurata)} \\ V_{sb} = V_p + R \cdot I_T & \text{per } I_T < I_L \\ V_{sb} = V_p + R \cdot I_L & \text{per } I_T > I_L \end{cases} \quad (93)$$

Nella formula (93) è indicato come  $V_{sb}$  la tensione sulla sbarra MT,  $V_p$  la tensione di programma in assenza di carico (tensione di riferimento a vuoto),  $R$  il grado di compensazione (ovvero la pendenza della legge di variazione della tensione di sbarra al variare del carico alimentato dal trasformatore AT/MT),  $I_T$  la corrente al secondario del trasformatore AT/MT,  $I_L$  la corrente limite oltre la quale la tensione di sbarra non viene più incrementata (al fine di evitare valori di tensione pericolosi per le sbarre ed eventuali carichi posti nelle vicinanze della CP. I valori di  $V_p$  e  $R$  vengono normalmente stabiliti considerando il feeder più critico, aggiungendo delle condizioni al contorno per evitare di avere variazioni troppo ampie sulle altre linee.

Qualora in CP fossero presenti più trasformatori operanti in parallelo (ovvero con congiuntore di sbarra lato AT e congiuntore di sbarra lato MT entrambi chiusi), usualmente si adottano strategie di controllo master-follow (o master-slave), con compensazione di corrente o con compensazione a reattanza negativa [40]. Nel primo caso, un trasformatore viene identificato come master ed questo ha il compito di stabilire la necessità o meno di effettuare un cambio nella posizioni attiva del VSC. Gli altri trasformatori in parallelo sono i follower ed eseguono la stessa operazione con ritardo minimo di commutazione. Nel secondo caso, se i trasformatori in parallelo hanno differente rapporto di trasformazione, si ha la circolazione di una corrente che può essere usata come segnale di input dell'OLTC, con lo scopo di minimizzarla tramite una opportuna variazione del rapporto di trasformazione. La compensazione a reattanza negativa, invece, sfrutta l'impedenza del controllo di tensione per indurre una tensione proporzionale alla corrente che attraversa il trasformatore. Tuttavia questo metodo risente delle variazioni del fattore di potenza e della corrente di carico.

## OBBIETTIVO DELLA REGOLAZIONE

Come è stato sviluppato nel capitolo precedente, la quantificazione dell'accuratezza con cui possono essere note le stime sulle condizioni di funzionamento della rete e le modalità per ridurre l'incertezza abbinata ai valori ottenuti rappresentano passaggi preliminari di importanza cruciale ai fini dell'impiego di tali stime all'interno di un sistema di controllo attivo della tensione.

Gli algoritmi per la regolazione della tensione controllano l'andamento dei profili di tensione lungo i feeder che compongono le reti stesse tramite logiche di SE. Di conseguenza, tali profili sono ottenuti come stime di tensione e risultano affetti dall'incertezza associata alle stime stesse.

Nel momento in cui la tensione, in un qualsiasi nodo, esce dai limiti imposti a causa delle variazioni di carico o generazione nella rete, il controllore deve intervenire per eseguire le azioni correttive previste. Dato che la tensione monitorata dal controllore è in realtà una stima contraddistinta dalla propria incertezza, è evidente che si dovrà restringere l'intervallo utile al controllo della quantità costituita dall'incertezza di tale stima, come illustrato in Figura 56. Questo provvedimento consente di eliminare il rischio di violazione dei vincoli di massima e minima tensione da parte delle tensioni reali ai nodi a fronte di un controllo che appare efficace sui parametri stimati.

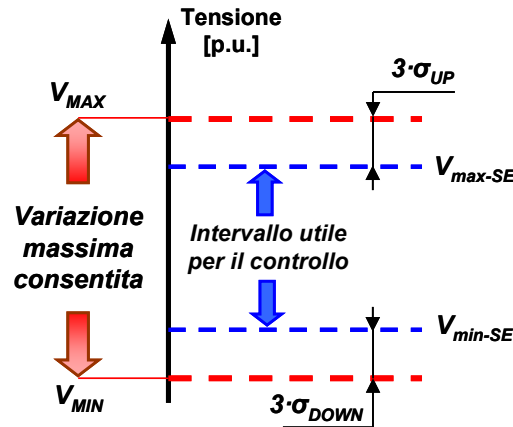


Figura 56 - Impatto dell'incertezza delle tensioni stimate sull'intervallo utile per il controllo di tensione

Per tenere in considerazione l'impatto dell'incertezza sulle tensioni stimate all'interno degli algoritmi di regolazione della tensione, sono possibili approcci diversi al problema.

La soluzione più semplice prevede di creare delle fasce di rispetto in maniera conservativa, definendone l'ampiezza pari alla massima incertezza delle tensioni che si presenta in rete, ossia come tre volte la massima deviazione standard riscontrata ( $3\sigma_{UP} = 3\sigma_{DOWN} = 3\sigma_{MAX}$ ). Tale soluzione, generalizzabile indistintamente a tutti i nodi in considerazione della massima incertezza con cui sono note le stime di tensione, appare intuitiva ma potenzialmente limitante. Infatti, nel caso in cui la massima incertezza sulle stime di tensione  $3\sigma_{MAX}$  sia piuttosto alta, si rischia di ridurre eccessivamente l'intervallo utile per il controllo, anche se tale valore massimo di incertezza è applicato ad un valore di tensione non prossimo ai vincoli massimo o minimo.

Risulta invece conveniente definire le bande di rispetto in maniera differenziata per ogni nodo della rete, ossia in maniera diversa per ogni variazione significativa del profilo di tensione che si presenta a seguito di variazioni delle condizioni operative della rete. In particolare, è possibile definire l'ampiezza della banda superiore  $3\sigma_{UP}$ , come in (94) [5].

$$3\sigma_{UP} = 3\sigma(V_{stimata,k})$$

$$\text{dove } V_{stimata,k} : (V_{stimata,i} + 3\sigma(V_{stimata,i})) < (V_{stimata,k} + 3\sigma(V_{stimata,k})) \quad \forall i \neq k \quad (94)$$

Analogamente, l'ampiezza della banda inferiore  $3\sigma_{DOWN}$  sarà definita come in (95).

$$3\sigma_{DOWN} = 3\sigma(V_{stimata,j})$$

$$\text{dove } V_{stimata,j} : (V_{stimata,i} + 3\sigma(V_{stimata,i})) > (V_{stimata,j} + 3\sigma(V_{stimata,j})) \quad \forall i \neq j \quad (95)$$

In questo modo il controllore dovrà includere la possibilità di modificare i propri limiti operativi,  $V_{Max-SE}$  e  $V_{Min-SE}$  in maniera dinamica e in relazione alle variazioni dei profili di tensione e delle corrispondenti incertezze. Inoltre, potrebbero verificarsi condizioni di lavoro nelle quali l'ampiezza della banda di rispetto superiore può risultare diversa rispetto a quella della banda di rispetto inferiore. L'elaborazione delle ampiezze di rispetto come definito precedentemente è una operazione preliminare eseguibile all'interno del software che esegue la SE sul sistema di distribuzione, senza richiedere ulteriori implementazioni hardware o misurazioni remote.

## **STRATEGIE DI CONTROLLO DELLA TENSIONE IN PRESENZA DI GD**

Alla luce delle attuali strategie di regolazione implementate nei sistemi di distribuzione e descritte precedente, in questa sezione vengono brevemente presentate alcune delle tecniche di regolazione della tensione che sono state proposte in letteratura nel panorama internazionale [17][41]. Tali metodologie presentano caratteristiche specifiche e sono difficilmente catalogabili secondo classificazioni nette. Tuttavia ci si propone l'obiettivo di identificare dei criteri di comparazione e valutazione delle singole modalità di controllo esposte.

Sono state analizzate esclusivamente le proposte che verificavano, a livello bibliografico, buoni livelli di efficacia ed efficienza di regolazione anche a fronte di una massiccia penetrazione di unità GD. Non sono stati considerati gli studi riferiti al controllo dei profili di tensione in condizioni di esercizio passivo della rete, essendo tali problematiche già dibattute da tempo nel panorama italiano ed europeo.

### **Ottimizzazione del punto di allacciamento della GD**

L'entità di una buona parte delle problematiche di controllo e regolazione nelle reti di distribuzione (gestione dei profili di tensione, verifica delle portate delle linee, livelli di cortocircuito massimi e minimi) è strettamente correlata alla dislocazione degli impianti utilizzatori e di produzione lungo le reti di distribuzione radiali (o eventualmente magliate) e conseguentemente alla omogeneità tra la distribuzione del carico e delle generazioni nelle singole linee.

Considerando come dato non modificabile in questo approccio la dislocazione dei punti di prelievo nella rete, la definizione dei nodi ottimali di allacciamento della generazione può essere analizzata tramite algoritmi operanti off-line sulla base delle caratteristiche della rete e dei carichi. Vengono solitamente eseguite analisi ripetute in grado di considerare molteplici condizioni di funzionamento della rete e le proiezioni future tramite andamenti tendenziali sul medio periodo. In particolar modo, tali metodologie di calcolo sono indirizzate al conseguimento delle allocazioni ottimali di un numero noto di unità GD al fine di perseguire diversi obiettivi pesati all'interno di minimizzazioni multi-obiettivo.

Diversi algoritmi per la stima della posizione e della taglia ottimali degli impianti al fine di limitare a priori alcune problematiche legate alla disomogeneità della distribuzione della generazione rispetto a quella del carico sono stati sviluppati e trovano spazio nella letteratura scientifica [42][43][44][45]. Tale approccio risulta ampiamente valido nel caso di allacciamento di impianti GD di proprietà dell'ente distributore, ovvero nel caso di impianti installati al fine di iniettare potenza minimizzando alcuni parametri di valutazione della qualità del servizio di distribuzione, come lo scarto medio della tensione ai nodi rispetto al valore nominale o il valore delle perdite interne al sistema di distribuzione.

A livello concettuale, un algoritmo che consegue il posizionamento ottimale degli impianti GD può essere di tipo multi obiettivo. La funzione obiettivo usata è il rapporto tra il beneficio ottenuto dall'installazione delle unità di GD, misurata dall'aumento della controllabilità della tensione o dalla riduzione dei costi delle perdite, e i costi di investimento e operativi dovuti all'installazione degli impianti di GD. All'interno della ottimizzazione multi obiettivo, i diversi risultati che si vogliono conseguire vengono specificatamente pesati in funzione del loro interesse.

Una trattazione diversa andrebbe invece condotta per impianti non di proprietà dell'ente distributore e localizzati secondo criteri differenti rispetto all'ottimizzazione del servizio di distribuzione (ad esempio, impianti di generazione abbinati a utenze industriali, terziarie o anche domestiche estendendo la trattazione alle reti BT). In questa situazione, la delocalizzazione degli impianti può risultare difficoltosa e costosa per il soggetto proprietario o responsabile dell'unità di generazione, se non addirittura improbabile e controproducente (soprattutto nel caso di impianti GD da fonti rinnovabili e facenti uso di risorse esclusivamente locali come l'energia eolica o idroelettrica).

Qualora non risultasse possibile o economicamente sensato lo spostamento del sito di installazione dell'impianto, è teoricamente conseguibile la modifica del punto di allacciamento dell'unità di generazione tramite la realizzazione di una linea dedicata. Tale opportunità potrebbe risolvere le problematiche di impatto della GD sulla gestione della rete, soprattutto qualora questa risultasse particolarmente debole (caratterizzata cioè da lunghi tratti di sezione ridotta) e poco caricata. Tuttavia, per quanto già accennato in precedenza, è una soluzione di difficile attuazione visto il forte impatto ambientale e sociale che la costruzione di una linea suscita. Inoltre, lo spostamento del punto di allacciamento della GD rispetto alla zona di installazione dell'impianto è una soluzione efficace solo se tale distanza risulta ragguardevole, consentendo un allacciamento diretto alla CP (lato MT) o ad un feeder diverso e adiacente a quello più prossimo all'ubicazione dell'unità GD. Per di più bisognerebbe tenere conto del costo aggiuntivo per l'impianto che perderebbe, così, parte dei suoi vantaggi economici decretando una possibile morte prematura del progetto.

### **Controllo dei transiti reattivi tramite unità di compensazione**

L'adozione del controllo reattivo locale nelle reti di distribuzione attraverso la connessione di banchi di condensatori è facilmente adottabile con l'utilizzo di algoritmi noti solo in caso di reti completamente passive [46]. In tali condizioni operative, la regolazione di tali dispositivi risulta tradizionalmente dipendente dallo scarto tra la tensione localmente misurata ai morsetti e un riferimento fissato. Opportune bande morte limitano il numero di commutazioni che potrebbero verificarsi in un funzionamento on-line in funzione delle variazioni delle potenze prelevate dai carichi.

Il posizionamento delle unità di compensazione reattiva è ottenuto tramite simulazioni statiche (tipicamente sequenze ripetute di calcoli di LF), mentre lo scambio reattivo ai fini della regolazione di tensione viene determinato allo scopo di controllare il fattore di potenza (e quindi la potenza transitante in linea) oppure in dipendenza alla tensione nel punto di allacciamento.

Tuttavia, l'efficacia di tale strategia di controllo è vincolata al modesto livello di conoscenza nel punto di inserzione delle condizioni operative della restante rete di distribuzione, quindi le strategie di controllo estremamente semplici (scambio di potenza reattiva in funzione del livello di tensione al nodo di allacciamento) possono risultare inadeguate o scoordinate dal punto di vista della gestione complessiva, potendo anche condurre a forti scambi reattivi che penalizzano fortemente l'efficienza della distribuzione. Logiche di controllo più oculate richiederebbero la conoscenza dello stato della rete, di conseguenza comunicazioni remote da un sistema di supervisione complessivo. In quest'ottica, i dispositivi di compensazione reattiva possono essere utilizzati per influenzare e controllare i transiti reattivi lungo le linee in maniera coordinata.

### **Controllo locale della tensione**

Analogamente alle unità di compensazione, anche i gruppi di generazione, qualora eserciti in modalità P-V attraverso sistemi AVPFC (Automatic Voltage and Power Factor Controller), possono partecipare alla regolazione della tensione tramite il controllo del loro scambio reattivo con la rete [47][48][49]. Similmente a quanto detto al paragrafo precedente, la quantità di potenza reattiva è definita in relazione al valore di tensione nel punto di allacciamento con la rete di distribuzione stessa. Tale sistema di controllo locale può risultare adeguato esclusivamente per accogliere livelli di penetrazione della GD non elevati, in quanto l'effetto di correzione della tensione è limitato, soprattutto nel caso di reti realizzate in cavo (caratterizzate quindi da un rapporto  $X/R < 1$ ).

A questo proposito si deve considerare che la compresenza nella rete MT di diversi dispositivi dotati di esclusivo controllo locale può provocare funzionamenti anomali e oscillazioni di tensione legate a risonanze tra i diversi controllori non mutuamente interfacciati, il che costituisce una possibile fonte di instabilità dell'intero sistema di distribuzione. L'adozione di opportune soglie di non intervento o bande morte nei sistemi di controllo locale può limitare le problematiche di stabilità globale della rete ma al contempo limita anche l'efficacia di tali dispositivi di regolazione.

Tuttavia le unità GD potranno essere coinvolte in sistemi di controllo coordinati che facciano uso anche di esse al fine di ottimizzare la distribuzione dei flussi di potenza in rete e di conseguenza controllare i profili di tensione lungo i feeder, come illustrato nelle sezione successiva.

### **Adeguamento o riconfigurazione della rete di distribuzione**

L'aggiornamento e il ridimensionamento delle linee di distribuzione consente una riduzione dell'impedenza equivalente longitudinale delle linee MT, consentendo di disporre di margini di regolazione più ampi. Al contempo, il rinforzo dei singoli tratti di linea riduce sensibilmente le problematiche di congestione nei sistemi a struttura radiale e conduce ad una riduzione delle perdite di distribuzione. Tuttavia, per le considerazioni finora effettuate, tale soluzione incorre in ostacoli sociali, ambientali ed economici per l'ente distributore.

In linea di principio, alcune delle problematiche legate ad una distribuzione non omogenea degli impianti (carichi e generatori) nella rete di distribuzione possono essere risolte attraverso una riconfigurazione della topologia della rete (chiusura e riapertura di congiungenti presenti e normalmente non alimentate), ma tale soluzione non appare risolutiva in assoluto poiché le oscillazioni delle effettive potenze prelevate dalle utenze o iniettate dalle unità GD connesse (soprattutto nel caso di impianti a fonte rinnovabile) comporterebbero continue e poco tollerabili modifiche nella topologia del sistema di distribuzione, con conseguenti perturbazioni aventi pesanti conseguenze in termini di continuità del servizio e qualità della tensione alimentante i carichi.

La possibilità di esercire in modo debolmente magliato la rete di distribuzione (ad esempio attraverso la chiusura di congiungenti normalmente mantenute non alimentate e con funzione di back-up alla rete in caso di guasti o disservizi per manutenzione) potrebbe consentire una ridistribuzione e omogeneizzazione dei flussi di potenza [50]. D'altro canto, l'applicazione di tale proposta a reti pensate e realizzate per un esclusivo esercizio radiale impone una completa ridefinizione delle modalità di controllo e soprattutto di protezione delle reti stesse, con conseguente forte impegno economico per il distributore. Diversamente rispetto al



potenziamento della rete tramite il rafforzamento delle linee di distribuzione o lo costruzione di ulteriori linee dedicate, la soluzione magliata non presenta pesanti conseguenze sociali o ambientali, se non gli inevitabili disservizi in termini di continuità del servizio durante le operazioni di adeguamento.

### **Gestione della potenza attiva iniettata dalle unità GD**

Il controllo istantaneo della massima potenza iniettabile nella rete di distribuzione da parte delle unità di generazione dispersa può costituire una valida soluzione per consentire un aumento della potenza installata della GD e quindi della convenienza del relativo investimento [51].

Nelle reti di distribuzione MT, la caduta di tensione è legata anche alla potenza attiva transitante a causa di un resistenza longitudinale di linea non trascurabile rispetto alla reattanza longitudinale corrispondente. Di conseguenza, la riduzione della potenza iniettata localmente dalla unità GD in caso di sovratensioni al punto di allacciamento della stessa può risultare uno strumento efficace per evitare pericolosi superamenti del valore massimo di tensione nelle reti di distribuzione. L'efficacia di tale soluzione è sicuramente elevata in caso di corretto funzionamento dei dispositivi di controllo locale, mentre l'efficacia di questa filosofia di regolazione è fortemente correlata al livello di penetrazione della GD.

Infatti, in caso di allacciamento di poche unità di generazione e qualora queste possano condurre ad eccessive sovratensioni nella rete per una durata temporale limitata (ad esempio nel caso di impianti di generazione eolica il cui output di potenza è frequentemente minore della potenza nominale dell'impianto), la disponibilità ad una riduzione parziale o complessiva della potenza attiva iniettata, limitatamente al periodo in cui potrebbe presentarsi la sovratensione, consentirebbe l'installazione e il conseguente allacciamento di unità di generazione di taglia maggiore, impattando in modo solamente marginale sui mancati ricavi derivanti dalla produzione.

Inoltre, tale modalità di controllo fornirebbe indirettamente un segnale equiparabile ad una indicazione di prezzo in funzione dei diversi punti di allacciamento considerabili. Tale indicazione di costo sarebbe espressa, per ogni nodo di rete specifico e a seconda della tipologia di generazione analizzata, in funzione del numero, della durata e dell'intensità dei tagli alla massima potenza iniettabile in rete. Tale procedura costituisce quindi un metodo indiretto per allocare le unità GD nella rete in maniera ottimale [52].

Tuttavia questa tipologia di intervento presenta alcuni inconvenienti:

- la disponibilità resa dalla GD a limitare il proprio output di potenza dovrebbe essere remunerata dal gestore di rete che richiede tale servizio. Tale remunerazione dovrebbe risultare comparabile con il valore dell'energia non prodotta dall'unità GD, la quale riduce i propri utili di gestione per fornire il servizio di regolazione della tensione. D'altro canto, la stessa remunerazione non dovrebbe risultare eccessiva al fine di non causare macroscopiche distorsioni nel mercato della fornitura di tale servizio di regolazione, andando indirettamente a favorire gli impianti allacciati nelle aree più problematiche della rete di distribuzione;
- tale modalità di intervento da parte del distributore, facilmente applicabile nel caso di unico impianto di generazione connesso alla rete di distribuzione, assume una crescente complessità nel caso di diversi impianti GD allacciati alla rete, in quanto l'arbitrarietà del distributore nella definizione delle limitazioni alla massima potenza iniettabile negli specifici punti di connessione comporta conseguenze economiche dirette nella gestione degli impianti di generazione.

Analogamente a quanto detto per la regolazione della tensione, l'utilizzo della riduzione della potenza iniettata dalla GD potrebbe essere implementato anche al fine di limitare le congestioni nella rete di distribuzione causate da flussi di potenza non compatibili con le portate delle linee radiali. Una trattazione analoga riguarda le modalità di controllo e le problematiche di gestione legate all'implementazione di tale filosofia di regolazione. Inoltre, tale utilizzo della GD richiederebbe un controllo remoto dell'unità di generazione, mentre la limitazione delle sovratensioni può essere implementata anche tramite misure esclusivamente locali.

Sviluppi futuri potranno condurre verso sistemi di accumulo della potenza attiva nei momenti in cui la sua iniezione in rete non sarebbe temporaneamente possibile.

### **Controllo dei carichi**

Un metodo duale a quello precedentemente esposto potrebbe consentire una limitazione del pericolo di sottotensioni nella rete di distribuzione tramite riduzione del carico insistente nella rete, con particolare riferimento ai nodi terminali delle linee radiali [53]. Qualora si presentassero valori di tensione al nodo di allacciamento dei carichi inferiore ad una soglia ritenuta adeguata per l'intervento, parte delle utenze (considerate "non privilegiate" o "non vitali") potrebbero essere disalimentate al fine di innalzare il profilo di tensione lungo la specifica linea di distribuzione. Il controllo dei carichi è tradizionalmente usato allo scopo di limitare i picchi di domanda. Tuttavia è possibile utilizzare lo stesso principio per controllare le variazioni di tensione, agendo sulla potenza attiva e reattiva dei carichi stessi.

L'applicazione di tale filosofia, però, presenta alcune difficoltà:

- gli impianti di utenza, diversamente da quelli di generazione, possono essere allacciati alle reti di distribuzione da molto tempo, quindi i titolari di tali allacciamenti richiedono come diritto acquisito la fornitura della potenza e dell'energia entro i limiti contrattuali posti;
- il numero delle utenze è generalmente molto maggiore rispetto a quello degli impianti di generazione, quindi il coinvolgimento delle utenze in tale filosofia di controllo richiederebbe forti incentivi (maggiori rispetto al valore dell'energia non fornita e alle conseguenze interne all'utenza causate da tale disservizio);
- l'adozione di una soglia unica di intervento del distacco di carico penalizzerebbe eccessivamente i clienti allacciati remotamente rispetto alla CP, mentre non avrebbe effetto sui clienti anche pesanti allacciati in prossimità della CP;
- per lo stesso motivo precedentemente elencato, la definizione delle soglie di intervento del distacco di carico dovrebbero essere attentamente valutate in funzione della posizione del carico lungo la linea in tutte le possibili condizioni operative della rete (variazioni di topologia);
- l'implementazione dinamica di questa filosofia di controllo richiederebbe comunicazioni tra un controllore centrale che supervisiona lo stato operativo della rete e i singoli quadri di allacciamento delle utenze.

### **Utilizzo di autotrasformatori nelle linee di distribuzione**

L'utilizzo di autotrasformatori dotati di regolazione del rapporto di trasformazione collegati in serie alle linee di distribuzione può consentire di svincolare la regolazione di tensione della specifica porzione di rete dalla regolazione di tensione della restante rete di distribuzione,

soprattutto qualora i diversi feeder allacciati alla stessa sbarra secondaria in CP fossero contraddistinti da livelli molto diversi di penetrazione della GD [54].

Qualora l'autotrasformatore sia installato in CP, l'adozione di tale soluzione è analoga all'esercizio a congiungente aperta sulla sbarra secondaria di CP, con conseguente apertura del parallelo dei trasformatori AT/MT, ognuno dei quali alimenta una specifica area del sistema di distribuzione. La condizione limite prevista da questa soluzione è l'adozione di un singolo trasformatore AT/MT per ogni feeder in partenza dalla CP, tuttavia questa soluzione appare fisicamente ed economicamente impraticabile.

Se l'autotrasformatore è installato lungo una linea di distribuzione, l'efficacia di questa soluzione potrebbe essere non trascurabile, in quanto consente di rendere indipendenti i profili di tensione tra il tratto a monte e quello a valle dell'autotrasformatore stesso. Tuttavia, in questa ipotesi, il controllore agente sull'autotrasformatore dovrebbe conoscere in maniera precisa e dettagliata le condizioni di funzionamento della linea in cui è inserito al fine di conseguire una regolazione efficace del profilo di tensione a valle del suo punto di inserzione.

Ad ogni modo, svincolare la regolazione di tensione di una porzione di rete attraverso l'adozione di autotrasformatori in serie è una soluzione tendenzialmente costosa, potenzialmente instabile (risonanza della regolazione della posizione attiva dei due variatori sotto carico in cascata) e che può condurre ad un elevato numero di commutazioni soprattutto qualora gli impianti di generazione connessi a valle dell'autotrasformatore siano a fonte fortemente intermittente.

### **Aumento dell'induttanza della rete**

Una soluzione proposta per il controllo della tensione è la possibilità di agire sull'induttanza longitudinale della rete per aumentare l'intervallo di variazione della tensione stessa. Una soluzione in quest'ottica è costituita dall'aumento dell'induttanza della rete [52] in combinazione col controllo reattivo dei GD o dei compensatori reattivi.

Ciò è concettualmente di facile realizzazione tramite un'induttanza posta in serie alla linea di distribuzione, con dei tiristori in antiparallelo. Agendo sull'angolo di accensione dei tiristori si modifica il tempo di inserzione dell'induttanza in rete e quindi si controlla l'induttanza media della rete e anche l'ampiezza della fondamentale della variazione di tensione attraverso quel dispositivo.

Soprattutto in sistemi di distribuzione caratterizzati da un rapporto X/R ridotto, il controllo della potenza reattiva immessa in rete attraverso i GD ha un effetto limitato, quindi un aumento dell'induttanza di rete potrebbe migliorare la controllabilità della tensione. Tuttavia tale soluzione risulta particolarmente costosa, le performance sembrano essere piuttosto limitate e lo stato attuale della tecnologia non consente di garantire livelli sufficientemente bassi di iniezioni armoniche in rete.

### **Controllo attivo del variatore sotto carico in CP**

Le attuali logiche di controllo del VSC installato in CP possono indurre a pesanti criticità nella regolazione della tensione in caso di elevata penetrazione di GD. Tali logiche, fondamentalmente basate sull'ipotesi di passività della rete di distribuzione, possono non operare correttamente in presenza di:

- elevata penetrazione di GD sui feeder, con conseguente riduzione o inversione della corrente circolante sul trasformatore AT/MT e potenziale alterazione del fattore di potenza

abbinato a tale valore di corrente. In tal caso, la tensione che viene impostata come riferimento per il VSC può risultare eccessiva in caso di forte inversione dei flussi di potenza e conseguenti profili crescenti di tensione lungo i feeder;

- presenza in rete di linee di distribuzione che presentino valori di penetrazione di GD molto differenti, allacciati alla medesima sbarra MT di CP. In questa particolare configurazione di rete, una elevata e disomogenea distribuzione dei punti di allacciamento della GD potrebbe causare la violazione contemporanea dei vincoli di tensione massima e minima ammissibili, soprattutto in linee di distribuzione radiali e a di tipologia rurale (con limitata sezione di conduttore e tratti molto lunghi).

Oltre a quanto detto finora, anche in caso di modesta penetrazione di GD e distribuzione equilibrata tra i diversi feeder, è opportuno ricordare che il semplice monitoraggio della corrente transitante tra la rete di distribuzione e il livello di tensione superiore non costituisce una indicazione inequivocabile del reale stato di funzionamento della rete. Ad esempio, una condizione a basso carico potrebbe essere analoga ad una ad alto carico con GD, dal punto di vista della CP. Inoltre la misura di corrente risulterebbe comunque complessiva per tutte le linee di distribuzione, quindi rimarrebbe il problema della singola caratterizzazione dei feeder di distribuzione.

In letteratura sono state proposte soluzioni alternative per relazionare in maniera diretta lo stato di funzionamento della rete di distribuzione con il controllo del VSC in CP. Questo è possibile attraverso l'analisi dell'effettivo stato di funzionamento dell'intero sistema MT (algoritmi di State Estimation), attraverso la conoscenza delle caratteristiche della rete, degli andamenti presunti delle richieste dei carichi e di alcune misurazioni remote di tensione e/o potenza [34][55][56][58].

Una modalità attiva per il settaggio della posizione del variatore sotto carico permette una migliore centratura dei profili di tensione all'interno della fascia di variazione di tensione ammessa dalla normativa. Tuttavia, tale modalità di controllo può non essere sufficiente nel caso di elevata disuniformità nella distribuzione degli impianti di generazione e dei carichi. In particolare, tale proposta limita ma non elimina le problematiche di regolazione di tensione in caso di compresenza di due feeder con livelli di penetrazione della GD molto diversi, connessi alle medesime sbarre MT.

## **GESTIONE COORDINATA DEL VARIATORE SOTTO CARICO E DEI TRANSITI REATTIVI NELLA RETE DI DISTRIBUZIONE**

Il corretto controllo dei transiti reattivi che percorrono le linee MT può contribuire ad elevare sensibilmente il livello di penetrazione ammesso per la GD, soprattutto qualora questa soluzione venga integrata con tecniche intelligenti di gestione del VSC in CP. L'adozione di metodologie coordinate di intervento ottimizza la quantità di GD allacciabile, pur se l'efficacia della regolazione della potenza scambiata dalle singole unità con la rete nel controllo dei profili di tensione dipende in modo diretto dal rapporto X/R [5][18][181][59][60].

Diversamente da quanto avviene nelle reti di trasmissione dove le caratteristiche delle linee (rapporto X/R  $\gg$  1) facilitano la regolazione di tensione attraverso la sola regolazione reattiva, nelle reti in MT anche la componente attiva dei flussi di potenza concorre alla definizione dei profili di tensione lungo le linee. Di conseguenza il controllo reattivo nella rete di distribuzione, oltre a limitare la potenza apparente transitante lungo le linee e sul trasformatore AT/MT (e di

conseguenza le perdite entro certi margini di potenza reattiva scambiata), ha una funzione di correzione dei profili di tensione piuttosto che di effettivo controllo diretto.

L'analisi sperimentale del contesto distributivo attualmente vigente in Italia induce a considerare elevata l'efficacia di un controllore coordinato realizzato come di seguito descritto, soprattutto in caso di reti molto lunghe, specialmente a struttura aerea o in cavo con sezioni conduttive elevate (condizioni che comportano un rapporto X/R tendenzialmente unitario).

L'efficacia di tale filosofia di regolazione della tensione si riduce parzialmente in caso di linee rurali medio-corte a struttura aerea (nel qual caso il rapporto X/R si riduce per l'utilizzo di sezioni esigue di conduttore di tratta) e in caso di feeder urbano-industriali qualora realizzati con tratti in cavo di sezione inferiore a 120 mm<sup>2</sup>.

Il controllo della tensione attraverso la regolazione dei transiti reattivi può avvenire coordinando il funzionamento di gruppi di compensazione installati lungo la rete di distribuzione oppure richiedendo alle stesse unità di generazione una scambio reattivo con la rete (compatibilmente con i loro limiti di funzionamento, sia riferiti alla sicurezza che alla economicità di esercizio). A questo proposito, non vengono trattati in questa relazione gli aspetti legati ai meccanismi di leverage economico/gestionali che potranno rendere appetibile agli impianti GD la disponibilità al servizio i regolazione della tensione.

Lo sviluppo tecnologico delle macchine attraverso l'implementazione dell'elettronica di potenza (gruppi di raddrizzamento e inverter) consente di controllare efficacemente l'output degli impianti di generazione, siano essi a fonte tradizionale o rinnovabile [61][62][63]. Attualmente gli impianti GD sono gestiti per funzionare a un definito fattore di potenza (modalità P-Q o P- $\varphi$ ), ma l'opportunità di controllare in modo centralizzato il loro scambio reattivo da parte del distributore costituisce una possibilità particolarmente interessante che consente di elevare notevolmente il livello di penetrazione di GD allacciabile. L'implementazione di questa logica di controllo richiede modesti costi di investimento, legati esclusivamente all'ottimizzazione dei necessari canali di comunicazione per l'invio delle misurazioni remote e dei segnali di set-point al fine di controllare una parte delle modalità di funzionamento degli impianti (i quali sono solitamente realizzati al fine di consentire una gestione remota).

### **Architettura del controllore**

L'individuazione delle problematiche che influenzano la regolazione di tensione nelle reti di distribuzione e l'analisi delle soluzioni finora proposte in letteratura ha consentito la definizione di una modalità innovativa di controllo [5][64][65] che coordina l'azione regolante dei variatori sotto carico installati sui trasformatori AT/MT con l'ottimizzazione della gestione reattiva dei singoli feeder [5]. L'intero regolatore è supposto installato in Cabina Primaria (Figura 57).

La prima sezione del controllore agisce sulla posizione attiva del variatore sotto carico abbinato al trasformatore AT/MT, sulla base dei segnali provenienti dalla valutazione dello stato operativo della rete e della conoscenza dei riferimenti di scambio reattivo richiesti ai generatori allacciati.

La seconda parte del controllore è differenziata per linea di distribuzione (ogni feeder è dotato di un proprio regolatore) e si avvale delle unità GD allacciate lungo i feeder stessi. Il regolatore del feeder  $i$ -esimo definisce lo scambio reattivo delle unità GD ad esso allacciate attraverso la definizione del riferimento di angolo di ritardo  $\varphi_i$  della corrente erogata rispetto alla tensione ai morsetti di macchina. Di conseguenza, valori positivi dell'angolo di riferimento indicheranno l'erogazione di potenza reattiva induttiva (assorbimento di potenza reattiva capacitiva).

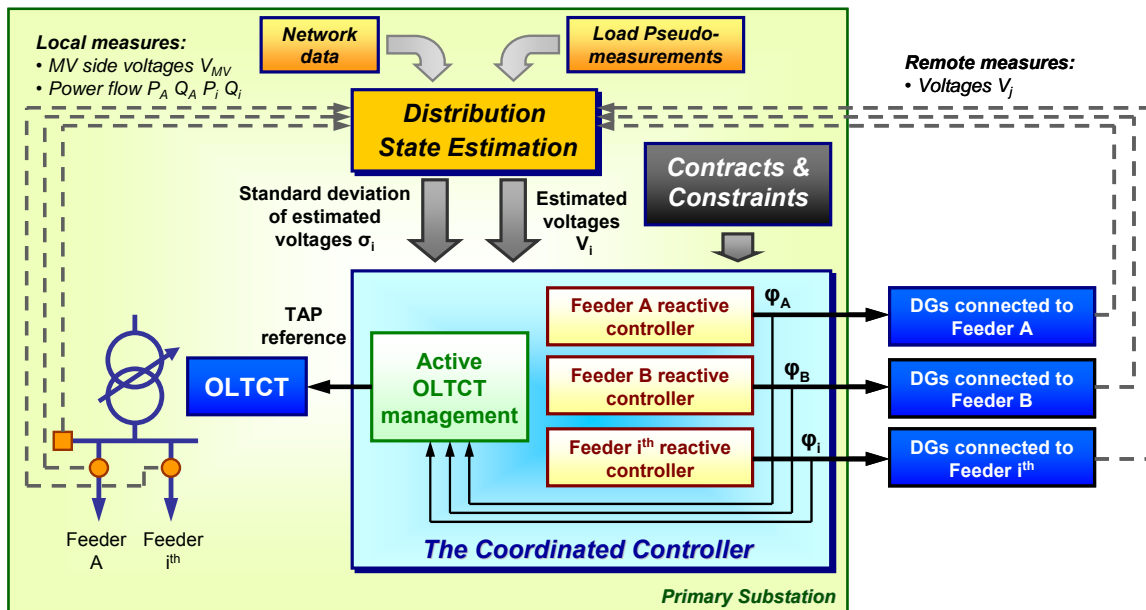


Figura 57 - Schema a blocchi dell'architettura del controllore

L'adozione del segnale di riferimento angolare  $\varphi_i$  (anziché del riferimento in fattore di potenza) consente di eliminare possibili problematiche di instabilità legate al calcolo del riferimento di potenza reattiva nella singola unità GD, a partire dalla misura di potenza attiva iniettata in rete. Infatti all'interno dei controllori locali installati presso gli impianti di generazione, la definizione del riferimento di potenza reattiva deve generare al suo interno il segnale  $\tan\varphi_i$ . Questo rende potenzialmente instabile il controllo delle unità DG attraverso un riferimento in fattore di potenza ( $\cos\varphi_i$ ), in quanto la funzione di trasferimento  $\cos\varphi_i \rightarrow \tan\varphi_i$  presenta un asintoto verticale in prossimità del valore unitario.

L'algoritmo di State Estimation applicato al controllore definisce lo stato di funzionamento della rete sulla base delle misure effettuate (di tensione e potenza, locali e remote), delle caratteristiche della rete (topologia e caratteristiche dei singoli tratti) e delle stime sugli andamenti temporali della potenza attiva e reattiva assorbita dal carico (pseudo-misure). In particolare, ai fini dell'applicazione del controllo coordinato, è importante conoscere i valori di tensione stimati e le relative incertezze in tutti i nodi della rete di distribuzione.

### Controllo del variatore sotto carico

L'allacciamento di una elevata quantità di GD alla rete di distribuzione non consente l'implementazione di logiche tradizionali per il controllo del VSC.

L'azione di regolazione proposta sfrutta la conoscenza dello stato della rete e adotta tre diverse modalità di intervento che si integrano secondo il loro rispettivo livello gerarchico (Figura 58). Lo scopo del controllore è quello di ottenere una centratura dei profili di tensione all'interno dell'intervallo di variazione tollerato, verificando in particolare il vincolo di minima tensione ammissibile in rete e ottenendo contestualmente un bilanciamento tra i riferimenti di potenza reattiva richiesti alle unità allacciate ai diversi feeder di distribuzione uscenti dalla sbarra MT sottesi al trasformatore soggetto a controllo coordinato.

Le tre azioni di regolazione sono di seguito riportate e descritte [5]:

- Lower voltage Module. È opportuno considerare che in condizioni critiche di funzionamento della rete, l'abbassamento di un profilo di tensione è un'operazione facilmente realizzabile in una rete radiale (ad esempio imponendo lo stacco di un generatore o dotando le unità GD di protezioni per sovratensioni tarate alla soglia critica e operanti i caso di sovratensioni prolungate al punto di allacciamento). Diversamente, l'innalzamento di un profilo di tensione senza imporre il distacco di parte dei carichi allacciati richiede la disponibilità di risorse locali lungo il feeder (unità di generazione o dispositivi di compensazione reattiva), la cui regolazione può non essere immediata. Di conseguenza il primo modulo del regolatore agisce sul VSC imponendo un abbassamento immediato del tap in caso di tensione minima stimata nella rete minore della soglia inferiore ammessa (ivi comprendendo anche l'incertezza sulla stima di tale valore). L'abbassamento del tap provoca un innalzamento della tensione secondaria (lato MT) poiché il VSC è usualmente montato sull'avvolgimento AT del trasformatore AT/MT. Il primo modulo di controllo del VSC ha anche funzione di inibire gli altri due moduli qualora la loro azione potesse provocare un eccessivo abbassamento della tensione minima nella rete. Tale segnale di inibizione definisce la gerarchia di intervento tra i tre moduli. L'intervento in correzione della tensione minima è sempre inserito e operante in modalità continua;
- Mean voltage Module. Qualora sia verificata la condizione sulla tensione minima nella rete (ovvero quando il segnale di inibizione è nullo), viene attivata la seconda modalità di intervento del VSC. Tale modulo ha lo scopo di ottenere una centratura dei profili di tensione intorno ad un valore di riferimento assegnato, a meno dell'ampiezza della banda morta di regolazione. Di conseguenza, con riferimento a quanto detto nel punto precedente, il valore di riferimento è scelto leggermente maggiore rispetto alla tensione nominale ( $V_{av} = 1,003 p.u.$ ). La verifica della centratura dei profili di tensione è comandata da un clock dedicato inserito in serie al controllore;

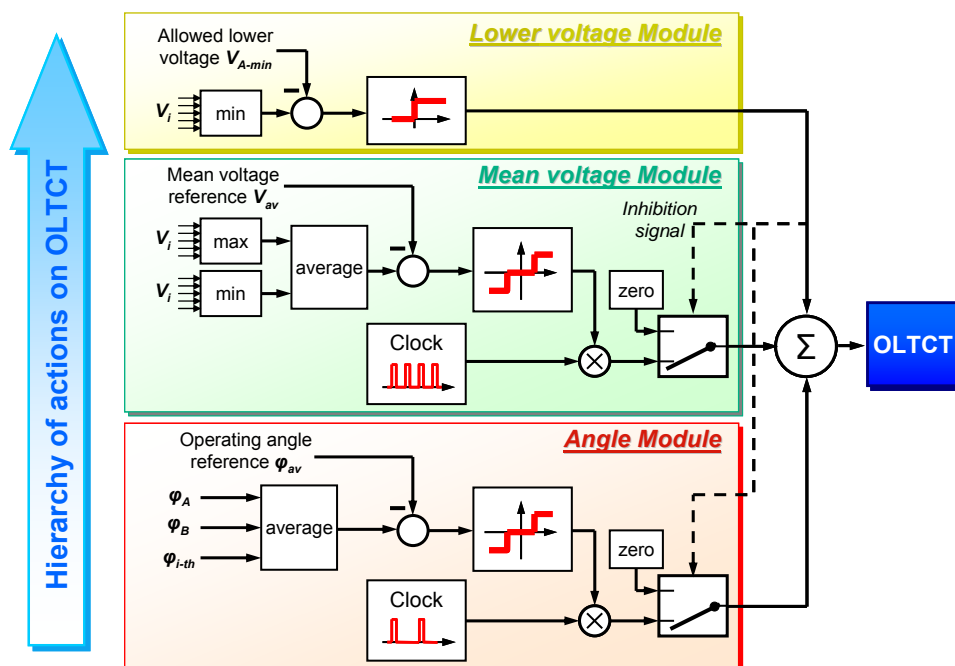


Figura 58 - Schema di controllo del VSC

- Angle Module. Qualora siano rispettate le condizioni precedenti (tensione minima maggiore della soglia ammessa e centratura dei profili di tensione attorno al valore di riferimento adottato), il terzo modulo è attivato al fine di eseguire una razionalizzazione delle richieste reattive ai generatori allacciati ai feeder della rete e controllati, a meno della banda morta assegnata. Come spiegato nel sottocapitolo seguente, il controllo dello scambio reattivo è differenziato per feeder. Tutti i GD allacciati all'*i*-esimo feeder ricevono il medesimo segnale di controllo ( $\varphi_i$ ). Qualora gli angoli di riferimento  $\varphi_i$  fossero molto sbilanciati tra i diversi feeder, ciò può essere causato da una gestione non ottimale del variatore sottocarico che impone pesanti scambi reattivi agli impianti GD al fine di mantenere i profili di tensione all'interno dell'intervallo di tolleranza. Come il secondo modulo, anche la verifica dello squilibrio degli scambi reattivi tra i diversi feeder è discreta e comandata da un clock dedicato operante in serie allo schema a blocchi e con frequenza minore rispetto a quello dedicato al modulo precedente.

### Controllo dello scambio reattivo delle unità GD

La seconda sezione del controllo coordinato proposto (Figura 59) definisce, per ogni feeder, un segnale di riferimento  $\varphi_i$  per gli impianti GD controllati, dove  $\varphi_i$  è l'angolo di sfasamento tra la corrente erogata dall'impianto GD e la relativa tensione nel nodo di allacciamento. Ogni generatore allacciato al feeder *i*-esimo riceve il medesimo riferimento  $\varphi_i$  al fine di ripartire uniformemente su tutti i GD la complessiva compensazione reattiva della linea e la regolazione della tensione [5].

Il controllo indiretto del fattore di potenza in generazione ( $\cos\varphi_i$ ) consente di regolare (ed eventualmente azzerare) lo scambio reattivo tra i singoli feeder e la sbarra MT di CP, al fine di ottenere una complessiva riduzione delle perdite di distribuzione e al contempo controllare lo scambio reattivo della rete di distribuzione con il sistema a livello di tensione superiore (a meno dell'autoconsumo reattivo del trasformatore AT/MT).

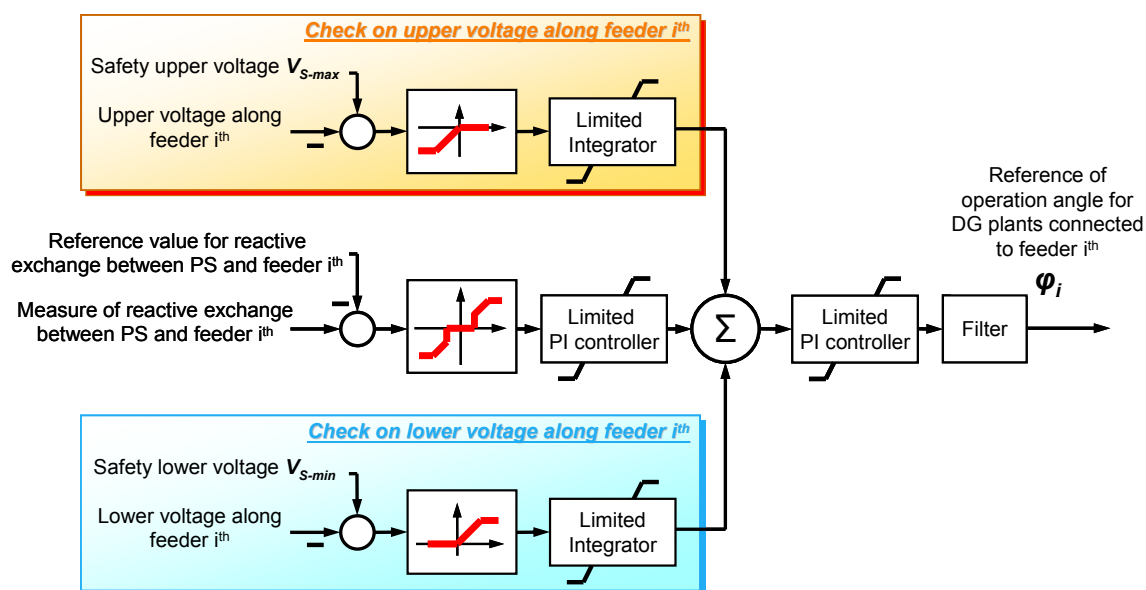


Figura 59 - Schema operativo per la determinazione del riferimento angolare ottimo sull'*i*-esimo feeder



Tale azione di controllo è parzialmente inibita qualora la stima della tensione in uno dei nodi appartenenti al feeder sfiori la banda tollerata di variazione delle tensioni. In tale circostanza, infatti, la regolazione dell'angolo di funzionamento  $\varphi_i$  abbandona la funzione di controllo dello scambio reattivo tra feeder e CP per riportare il profilo di tensione della linea all'interno dell'intervallo tollerato di variazione. Il controllore opera a saturazione della grandezza controllata al fine di evitare richieste eccessive di scambio reattivo tra unità GD e rete alla quale sono allacciati.

Lo schema di controllo proposto consente contemporaneamente di massimizzare il controllo dello scambio reattivo tra le singole linee e la CP e di mantenere i profili di tensioni all'interno dell'intervallo permesso. Come per la sezione che agisce sul VSC, anche la seconda parte del controllo coordinato proposto utilizza i risultati della State Estimation per definire il segnale di riferimento inviato alle unità GD.

### **Verifica del funzionamento su rete test semplificata**

Al fine di verificare il corretto funzionamento dello schema di controllo proposto, tale modalità di gestione della rete di distribuzione e delle utenze ad essa allacciata è stata implementata in ambiente di simulazione DIGSILENT® PowerFactory. È stato usato come case study la rete test semplificata a 46 nodi, composta da due feeder con caratteristiche piuttosto disomogenee in termini di livello di penetrazione di impianti GD.

Una delle simulazioni sviluppate è di seguito riportata. La simulazione presenta una durata particolarmente lunga al fine di comprendere al suo interno diversi eventi sia di carico che di generazione, i quali modellano diverse condizioni operative possibili per la rete di distribuzione sviluppata (Tabella 19). In particolar modo gli eventi sono stati inseriti al fine di ricreare condizioni di lavoro particolarmente gravose per il regolatore di tensione, al fine di testarne l'efficacia in tali modalità operative del sistema.

**Tabella 19 - Eventi di rete modellati nella simulazione riportata**

t	Tipologia di evento	Feeder	Soggetti coinvolti nell'evento	Descrizione dell'evento	Condizione operativa di rete
0	Inizio simulazione	-	-	-	
600	Connessione GD	A	DGA4 e DGA5	0 → 8 MW	Feeder A e Feeder B entrambi attivi
900	Riduzione di carico	A	Tutti i carichi	-15%	
1200	Spegnimento GD	B	Tutti i GD	→ 0 MW	
1500	Riduzione di carico	A	Tutti i carichi	-15%	
1800	Riduzione di carico	B	Tutti i carichi	-15%	Feeder A fortemente attivo, Feeder passivo
2400	Spegnimento GD	A	Tutti i GD	→ 0 MW	
2700	Aumento di carico	B	Tutti i carichi	+50%	
3000	Fine simulazione	-	-	-	Rete passiva

La prima parte della simulazione analizza la rete in configurazione completamente attiva, ovvero con presenza di GD su entrambe le linee di distribuzione. Durante la simulazione sono modellate sia alcune riduzioni del carico complessivamente allacciato al feeder A che contestualmente degli aumenti della generazione connessa alla stessa linea, al fine di aumentare al massimo il livello operativo di penetrazione della GD (definito come rapporto tra la effettiva produzione GD

allacciata ad una linea e il totale carico agente sulla stessa linea in un determinato istante di funzionamento).

Nella parte centrale della simulazione, la rete manifesta un palese squilibrio tra il livello operativo di penetrazione di GD dei due feeder (molto alto per il feeder A, nullo per il feeder B per il quale tutti i generatori sono distaccati ai 2/5 della durata della simulazione). Come desumibile dalle considerazioni riportate nelle sezioni precedenti, questa condizione di lavoro rappresenta la modalità operativa più complessa da gestire per il controllore centrale: la presenza di un feeder completamente passivo richiede una regolazione della tensione di sbarra MT finalizzata al rispetto del vincolo di minima tensione, mentre l'azione di regolazione sul feeder attivo deve controllare le sovratensioni legate alla presenza della GD con la sola azione sulle richieste reattive agli impianti di generazione allacciati a tale linea.

La sezione terminale della simulazione riporta la rete ad un funzionamento passivo, al fine di verificare l'applicabilità del controllore proposto anche su sistemi di distribuzione senza generazione dispersa attivata.

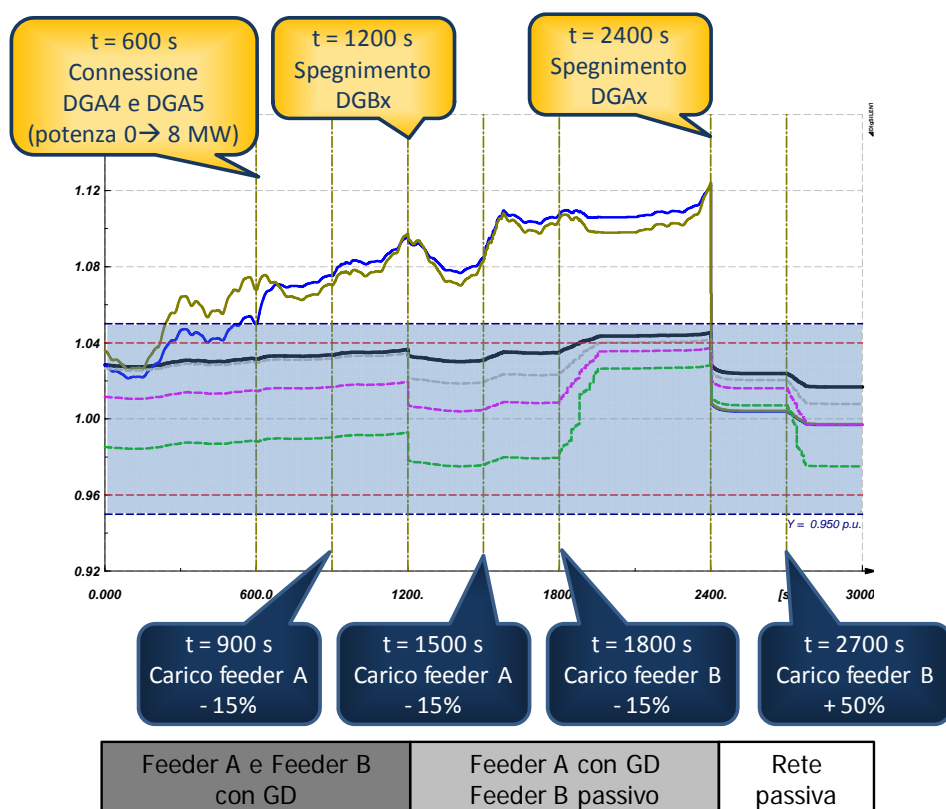


Figura 60 - Andamento di alcune tensioni della rete di distribuzione controllata con metodologie tradizionali di regolazione della tensione

In Figura 60 è riportato l'andamento temporale di alcune tensioni critiche che si manifestano nella rete test, a fronte delle perturbazioni modellate, qualora il sistema di distribuzione sia regolato con una logica tradizionale di intervento basato sul solo controllo del VSC basata esclusivamente sulle misurazioni locali effettuabili in CP. È possibile verificare come l'assenza di una efficace stima del comportamento operativo della rete e la limitata capacità di intervento del solo VSC non siano complessivamente in grado di gestire la rete a fronte delle perturbazioni introdotte. In particolare, è possibile verificare l'insorgere di pericolose sovratensioni nei nodi

terminali del feeder più attivo. L'azione di regolazione sul solo VSC risulta invece soddisfacente nel caso di rete passiva ( $t > 2400$  s), ovvero nell'attuale scenario delle reti di distribuzione.

L'adozione di una logica coordinata di intervento del VSC e della regolazione degli scambi reattivi tra le unità GD e la rete consente invece di rispettare i vincoli di tensione in qualsiasi condizione operativa della rete e a fronte di tutte le perturbazioni introdotte. In Figura 61 è riportata anche la modalità di intervento del VSC, in particolare la sua posizione attiva ottimale al variare delle condizioni operative della rete.

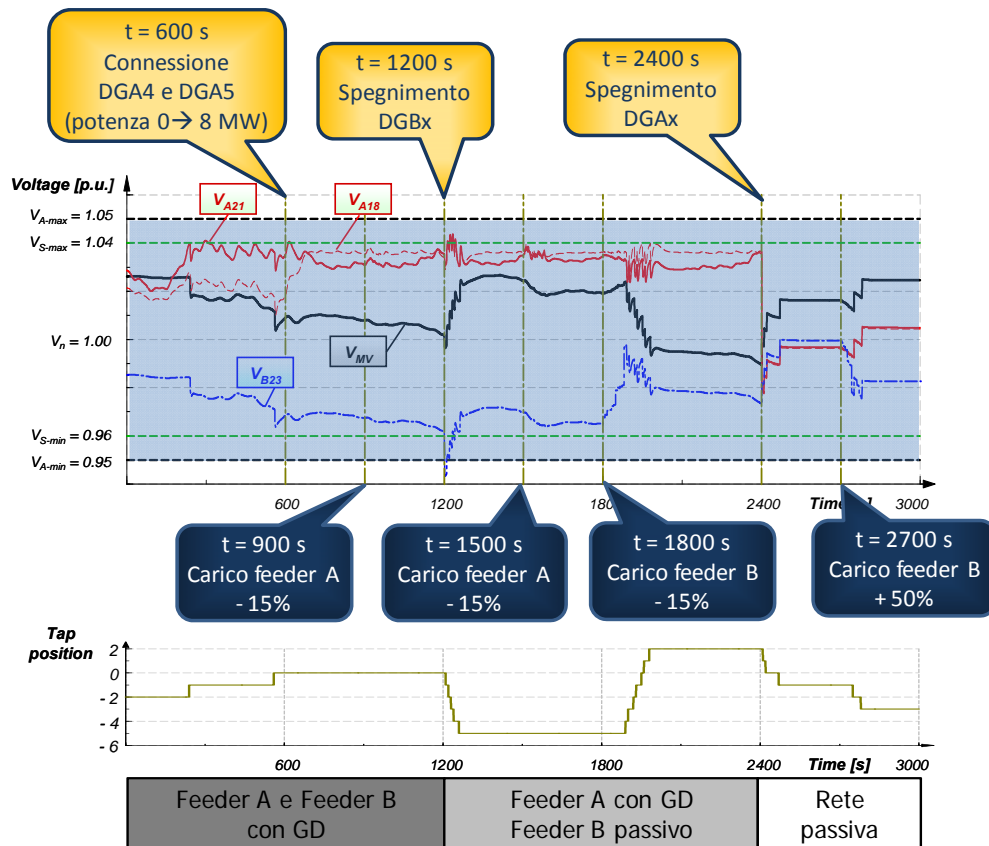


Figura 61 - Andamento di alcune tensioni della rete di distribuzione regolata con controllo coordinato di VSC e richieste reattive delle unità GD



---

# TECNICHE SPOT PRICING PER LA REGOLAZIONE DI RETI ATTIVE DI DISTRIBUZIONE

La gestione ottimizzata di una rete di distribuzione con elevata penetrazione di impianti GD necessita della definizione del punto di lavoro ottimale per le utenze connesse, siano essi gruppi di generazione che punti di prelievo. Tale definizione ha un immediato impatto sia sui costi operativi legati alla gestione del sistema di distribuzione che sulla sicurezza e sulla affidabilità della rete.

Sono presenti in letteratura diversi approcci mirati a soddisfare molteplici obiettivi, in particolare finalizzati alla minimizzazione delle perdite, alla riduzione dei costi di generazione o alla scelta della topologia ottimizzata per l'esercizio della rete con la possibilità eventuale di funzionamento in isola intenzionale o accidentale. La gestione ottimizzata del sistema di distribuzione consente quindi lo sviluppo di nuove e interessanti opportunità per il distributore e per i clienti connessi alla rete [66].

## IL PROBLEMA DI OTTIMIZZAZIONE DEL FUNZIONAMENTO DELLA RETE

### Formulazione del problema di ottimizzazione

La gestione coordinata di una rete di distribuzione attiva può essere affrontata secondo diverse prospettive: sono infatti possibili approcci decentralizzati ed altri completamente centralizzati, scelti tipicamente a seconda delle caratteristiche e della configurazione della rete da gestire.

Dal punto di vista analitico il problema dell'uso ottimizzato delle risorse distribuite basandosi sulle disponibilità dei generatori, sui costi di produzione e sui vincoli operativi del sistema, corrisponde ad un problema di dispacciamento economico le cui incognite sono i punti di funzionamento delle unità di GD connesse alla rete. I punti di funzionamento dei generatori possono essere specificati in termini di potenza attiva immessa in rete e tensione al nodo di connessione (modalità di regolazione PV) oppure di potenza attiva e reattiva immessa in rete (modalità di regolazione PQ).

Un simile problema deve considerare vincoli che sono sostanzialmente costituiti dalla ripartizione dei flussi di potenza in rete e da limiti tecnici-operativi da rispettare per garantire il corretto funzionamento del sistema. Si ottiene quindi un problema di ottimizzazione del punto di

funzionamento delle utenze connesse, ovvero un problema di Optimal Power Flow (OPF). Le peculiarità di tali problemi sono la non linearità e le grandi dimensioni sia della funzione obiettivo che della formulazione dei vincoli. Nel dettaglio, tali vincoli possono essere espressi come condizioni di uguaglianza o di disuguaglianza.

Negli approcci presenti in letteratura, il problema viene risolto sotto pesanti ipotesi semplificative come, ad esempio, il controllo e la gestione di tutte le unità di GD da parte di un unico operatore oppure la possibilità di accumulare tutta l'energia prodotta da fonti rinnovabili in modo da poterla utilizzare quando ciò si riveli maggiormente conveniente.

Gli approcci finora sviluppati suddividono gli  $N$  nodi che compongono un sistema di distribuzione secondo due categorie di utenze:

- $N_{fix}$  nodi di carico o generazione con assorbimento o erogazione di potenza attiva e reattiva fissato, ad esempio pari a valori ricavati mediante opportuni algoritmi di previsione del carico e della produzione;
- $N_{GD}$  nodi di generazione distribuita la cui iniezione di potenza attiva e reattiva è controllabile dal gestore di rete.

Qualora siano disponibili o comunque stimabili la domanda dei carichi e la produzione degli impianti di generazione non controllabili dal distributore (ad esempio gli impianti a fonti rinnovabili), è immediatamente possibile determinare il dispacciamento ottimo per un dato periodo, ovvero calcolare il vettore contenente i valori di set point riferiti alle potenze attive e reattive richiedibili ai GD controllabili, come espresso in (96).

$$\underline{x} = [P_{GD1}, P_{GD2}, \dots, P_{GDn}, Q_{GD1}, Q_{GD2}, \dots, Q_{GDn}] \quad (96)$$

La formalizzazione dell'obiettivo dell'ottimizzazione può essere formulata secondo diverse modalità:

- minimizzazione delle perdite complessive di distribuzione  $P_{loss}$  (97), avendo definito con  $n_{br}$  il numero di rami della rete,  $R_i$  la resistenza dell' $i$ -esimo ramo della rete e  $I_i$  valore efficace della corrispondente corrente che lo percorre;

$$\min_{\underline{x}} P_{loss} = \min_{\underline{x}} \sum_{i=1}^{n_{br}} R_i \cdot I_i^2 \quad (97)$$

- minimizzazione dello scarto quadratico medio delle variazioni delle tensioni nodali della rete rispetto al valore nominale  $V_{set}$  (98);

$$\min_{\underline{x}} \left( \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (V_i - V_{set})^2 \right) \quad (98)$$

- minimizzazione, nel periodo di tempo considerato  $\Delta t$ , del costo di produzione  $C_p$ , calcolato come somma dei costi di produzione della  $i$ -esima risorsa distribuita ( $C_{Pi}$ ) moltiplicati per il valore di potenza attiva erogata dalla  $i$ -esima risorsa  $P_i$  (assunta mediamente costante nell'intervallo di tempo  $\Delta t$ ) e del prezzo dell'energia importata nel periodo di osservazione valorizzata al costo unitario  $C_{net}$  (99).

$$\min_{\underline{x}} C_p = \min_{\underline{x}} \left( \sum_{i=1}^{N_{GD}} C_{P_i} \cdot P_i \cdot \Delta t + C_{net} \cdot P_{net} \cdot \Delta t \right) \quad (99)$$

Il problema di minimizzazione è solitamente vincolato da vincoli operativi e di sicurezza nella gestione dei sistemi di distribuzione, ad esempio:

- limiti inferiori e superiori di potenza attiva e reattiva erogabile dalle unità GD controllate, considerando anche eventualmente un margine di riserva di potenza attiva;
- limiti sulle tensioni massima e minima di tutti i nodi della rete, a meno dell'intervallo di confidenza fornito dallo stimatore;
- limiti sulla potenza massima trasmissibile da ogni ramo di rete, valutato come prodotto tra la portata della linea e il grado di carico massimo ammesso in condizioni di non emergenza;
- limiti sul trasferimento di potenza attiva e reattiva tra la rete di distribuzione e la rete a livello di tensione superiore.

Eventuali vincoli ulteriori derivano dall'applicazione dell'algoritmo di ottimizzazione all'analisi estesa e ripetuta su molti istanti di funzionamento consecuzionali. In questo caso devono essere particolarmente tenuti in considerazione i vincoli inter-temporali e l'eventuale presenza di dispositivi di accumulo, in grado di differire temporalmente la corrispondenza tra l'energia totale generata o acquistata e l'energia fornita alle utenze o persa nel sistema di distribuzione.

Un ulteriore aspetto che assume importanza nella trattazione è la scelta del nodo di saldo, che potrebbe risultare una variabile del processo di ottimizzazione soprattutto qualora una porzione di rete sia esercita in isola. Infatti, in presenza dell'allacciamento del sistema di distribuzione alla rete di trasmissione, è tipicamente conveniente scegliere come nodo di saldo il nodo che modella questa connessione.

Per la risoluzione del problema di ottimizzazione, a seconda delle dimensioni del problema stesso, è possibile ricorrere ad algoritmi genetici oppure utilizzare metodi di calcolo iterativi, eventualmente introducendo alcune semplificazioni di ordine superiore nella trattazione.

### **Algoritmi evolutivi multi-obiettivo**

Gli algoritmi evolutivi costituiscono un valido strumento per la risoluzione di problemi di ottimizzazione a più obiettivi. Essi consistono in una classe di metodi di ottimizzazione che simulano i processi dell'evoluzione naturale. Tali algoritmi sono annoverati tra i principali metodi per l'esplorazione del fronte Pareto ottimale nei problemi di ottimizzazione multi-obiettivo che risultano essere troppo complessi per essere risolti con metodi esatti.

Per la risoluzione del problema di ottimizzazione può dunque essere utilizzata una tecnica evolutiva come l'NSGA II (Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II), che è un algoritmo evolutivo basato su una procedura di ordinamento delle soluzioni in accordo col concetto di non dominanza e sulla stima di densità delle soluzioni effettuata con un meccanismo di distanza conosciuto con il nome di "crowding-distance".

Il concetto di non dominanza è alla base della risoluzione dei problemi di ottimizzazione multi-obiettivo. Avendo più di una funzione obiettivo da minimizzare ( $f_j$  funzioni individuali di ottimizzazione, dove  $j = 1, \dots, m$  con  $m > 1$ ) e denominando i due vettori soluzione come  $\underline{x}_1$  e

$\underline{x}_2$ , è possibile affermare che  $\underline{x}_1 \succ \underline{x}_2$  ( $\underline{x}_1$  domina  $\underline{x}_2$ ) se sono verificate contestualmente entrambe le seguenti condizioni:

- la soluzione  $\underline{x}_1$  non è peggiore della soluzione  $\underline{x}_2$  in tutti gli obiettivi, ovvero vale la condizione riportata in (100).

$$f_j(\underline{x}_1) \leq f_j(\underline{x}_2) \quad \forall j = 1, \dots, m \quad (100)$$

- la soluzione  $\underline{x}_1$  è strettamente migliore di  $\underline{x}_2$  in almeno uno degli obiettivi, ovvero vale la condizione espressa in (101).

$$\exists j \in \{1, \dots, m\}: f_j^*(\underline{x}_1) < f_j^*(\underline{x}_2) \quad (101)$$

A differenza delle ottimizzazioni caratterizzate da una unica funzione obiettivo, il concetto di ottimo in un problema di ottimizzazione di tipo multi-obiettivo è collegato ad un insieme di soluzioni. Di conseguenza si possono definire insiemi di soluzioni che siano localmente o globalmente degli ottimi di Pareto. In particolare si dice che  $P$  è un insieme di soluzioni localmente Pareto ottimale se per ogni  $\underline{x}$  in  $P$  non esiste una soluzione  $\underline{y}$  nelle vicinanze che domini ogni elemento di  $P$ . Viceversa,  $P$  è un set di soluzioni globalmente Pareto ottimale se non esiste una soluzione, in tutto lo spazio di ricerca, che domini ogni elemento di  $P$ .

Un algoritmo di ottimizzazione di tipo multi-obiettivo, per essere efficacemente applicato, deve essere in grado di guidare la ricerca in maniera efficiente, dal punto di vista computazionale, evitando di tralasciare delle soluzioni valide dopo averle individuate (problema di elitismo).

## **Metodi iterativi**

Per la risoluzione iterativa di un problema di ottimizzazione si esprime la funzione obiettivo da minimizzare come combinazione lineare di diverse componenti, opportunamente pesate, che permettano di soddisfare gli obiettivi desiderati, quali ad esempio quelli riportati nel paragrafo precedente.

Una formulazione generica di un problema multi-obiettivo si basa sulla minimizzazione della norma quadratica della combinazione lineare costituita da tre componenti, le quali rappresentano rispettivamente gli scostamenti dei punti di lavoro dei generatori distribuiti rispetto ai valori iniziali, le perdite in rete e le deviazioni delle tensioni ai nodi rispetto ai valori nominali [67].

$$\min_{\underline{x}} \left\{ \alpha^2 \sum_{j=1}^{N_{GD}} (P_j - P_{j,set})^2 + \beta^2 P_{loss}^2 + \gamma^2 \sum_{i=1}^N (V_i - V_{i,set})^2 \right\} \quad (102)$$

Tale formulazione non minimizza in assoluto i costi di produzione, bensì cerca di ridurre lo scostamento dei punti di lavoro assegnati ai generatori distribuiti rispetto ai valori di riferimento stabiliti come punti di massima efficienza mediante una programmazione antecedente delle risorse. I coefficienti  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$  introdotti nella formulazione rappresentano i pesi che definiscono la priorità di soddisfacimento delle singole funzioni obiettivo.

Ad ogni iterazione k-esima, il calcolo LF definisce le deviazioni delle potenze attive generate dai generatori distribuiti  $\Delta \bar{P}_j = P_j^{k-1} - P_{j,set}$ , il valore delle perdite  $P_{loss}$  e le deviazioni delle tensioni nodali per ogni nodo calcolate come  $\Delta \bar{V}_i = V_i^{k-1} - V_{i,set}$ .



Rappresentando i nodi a cui è connessa la GD controllabile come nodi PQ, sia le perdite in rete che le tensioni nodali possono essere espresse in forma linearizzata come funzioni della potenza attiva e reattiva generata dalla GD. Nell'ipotesi di piccole variazioni delle potenze generate vale infatti la formulazione riportata in (103).

$$\begin{aligned} |\Delta V_i| &= K_{i,1}^P \cdot \Delta P_1 + K_{i,1}^Q \cdot \Delta Q_1 + \dots + K_{i,N_{DG}}^P \cdot \Delta P_{N_{DG}} + K_{i,N_{DG}}^Q \cdot \Delta Q_{N_{DG}} \quad \forall i = 1, \dots, N \\ \Delta P_{loss} &= H_1^P \cdot \Delta P_1 + H_1^Q \cdot \Delta Q_1 + \dots + H_{N_{DG}}^P \cdot \Delta P_{N_{DG}} + H_{N_{DG}}^Q \cdot \Delta Q_{N_{DG}} \end{aligned} \quad (103)$$

I coefficienti  $K_{i,j}^P$  e  $K_{i,j}^Q$  utilizzati nella formula sono i coefficienti di sensitività di tensione e sono calcolati come rapporto tra la variazione della tensione al nodo  $i$ -esimo e la variazione della grandezza perturbata (potenza attiva o reattiva) del generatore  $j$ -esimo. Nella formula inferiore, i coefficienti  $H_j^P$  e  $H_j^Q$  relazionano la variazione delle perdite complessive di rete in funzione delle variazioni di potenza attiva e reattiva iniettata dai generatori controllabili e sono calcolati come rapporto tra la variazione delle perdite in rete e quella della grandezza perturbata. Tutti i coefficienti, dipendenti dalla configurazione di rete analizzata, sono calcolati preventivamente mediante una serie di calcoli LF di in cui si considerano delle piccole variazioni dei punti di lavoro dei generatori distribuiti.

Inserendo tali espressioni nella funzione obiettivo, il problema può essere ricondotto ad una scrittura matriciale come riportato nella formula (104).

$$\min_{\underline{x}} \|\underline{C}\underline{x} - \underline{d}\|^2 \quad (104)$$

Per quanto detto in precedenza, la matrice  $C$  e i vettori  $\underline{x}$  e  $\underline{d}$  sono definiti come in (105), (106) e (107).

$$C = \begin{bmatrix} \alpha & \dots & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \ddots & 0 & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & \alpha & 0 & \dots & 0 \\ \beta \cdot H_1^P & \dots & \beta \cdot H_{N_{DG}}^P & \beta \cdot H_1^Q & \dots & \beta \cdot H_{N_{DG}}^Q \\ \gamma \cdot K_{1,1}^P & \dots & \gamma \cdot K_{1,N_{DG}}^P & \gamma \cdot K_{1,1}^Q & \dots & \gamma \cdot K_{1,N_{DG}}^Q \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \gamma \cdot K_{N,1}^P & \dots & \gamma \cdot K_{N,N_{DG}}^P & \gamma \cdot K_{N,1}^Q & \dots & \gamma \cdot K_{N,N_{DG}}^Q \end{bmatrix} \quad (105)$$

$$\underline{x} = \begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_{N_{DG}} \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_{N_{DG}} \end{bmatrix} \quad (106)$$

$$\underline{d} = \begin{bmatrix} \alpha \cdot \Delta \bar{P}_1 \\ \vdots \\ \alpha \cdot \Delta \bar{P}_{N_{DG}} \\ \beta \cdot P_{loss} \\ \gamma \cdot \Delta \bar{V}_1 \\ \vdots \\ \gamma \cdot \Delta \bar{V}_{N_{DG}} \end{bmatrix} \quad (107)$$

Il vettore colonna  $\underline{x}$  ottenuto dalla minimizzazione risulta composto dai valori di variazioni ottimali da imprimere alle produzioni dei generatori distribuiti per minimizzare la funzione obiettivo complessiva. La minimizzazione deve essere risolta in funzione dei vincoli derivanti dalle curve di capability (curve di prestazione limite) delle unità GD e del limite di potenza scambiata con la rete a monte, mentre lo scarto di potenza attiva e reattiva al nodo di saldo viene riallocato fra le risorse distribuite disponibili a produrre.

L'approccio descritto consente dunque di ricavare la soluzione basandosi dapprima sulla linearizzazione dei vincoli non lineari nell'intorno del punto operativo (ottenuta sviluppando in serie le relazioni non lineari derivanti dalle equazioni di rete) e successivamente sulla soluzione sequenziale del problema risultante di minimizzazione quadratica con vincoli lineari d'uguaglianza e disuguaglianza. La linearizzazione dei vincoli consente di risolvere la minimizzazione mediante l'impiego di solutori di problemi quadratici standard, ovvero attraverso procedure iterative le quali terminano quando la differenza tra i valori della funzione obiettivo in due iterazioni successive risulta minore di un valore prestabilito di precisione della soluzione.

### **Analisi delle metodologie di ottimizzazioni presenti in letteratura**

Le modalità di ottimizzazione finora esposte sono state sviluppate al fine di gestire le risorse distribuite a breve termine, con orizzonte temporale inferiore all'ora, per esempio pari a 15 o 30 minuti (scheduler tecnico). Il sistema di gestione nel suo complesso dovrebbe prevedere inoltre uno scheduler economico che determini, con un anticipo ad esempio di un giorno, i punti di lavoro iniziali dei generatori distribuiti, avendo come obiettivo la minimizzazione dei costi complessivi di produzione.

Tuttavia, un simile approccio di gestione della rete, come già detto ad inizio capitolo, necessita che un unico operatore abbia la possibilità incondizionata di tutti, o comunque di una buona parte, dei generatori distribuiti, potendone agire in qualsiasi istante ridefinendo i riferimenti di potenza attiva e reattiva generata. Nella realtà la situazione può presentarsi in maniera piuttosto differente, in particolare ogni produttore privato potrà disporre della libertà di definire il proprio diagramma di generazione, nei limiti del contratto stipulato alla connessione e indipendentemente dai valori di riferimento imposti dal controllore centrale.

Facendo riferimento nel dettaglio al contesto nazionale, in relazione alle disposizioni definite dal regolatore, i possessori di un impianto di generazione possono scegliere se affacciarsi sul mercato elettrico accettando di produrre la quantità di energia stabilita mediante un dispacciamento economico nel mercato del giorno prima, se pianificare la produzione sulla base di contratti bilaterali o se cedere la propria energia al Gestore dei Servizi Elettrici (per impianti a fonte rinnovabile e cogenerazione ad alto rendimento) in regime di ritiro dedicato o di scambio sul

posto a seconda della taglia dell'impianto, presentando se necessario o se desiderato, dei programmi di produzione che comunque il GSE non può modificare.

Si configura dunque la necessità di poter disporre di uno strumento che sia in grado di conseguire una corretta ottimizzazione delle condizioni di funzionamento della rete al contempo di fornire ai produttori dei chiari e inequivocabili segnali che li indirizzino ad assumere il comportamento migliore, non solo per se stessi, ma per la gestione dell'intero sistema.

Un metodo che appare efficace nel fornire tali indicazioni a ciascun utente della rete potrebbe basarsi sull'individuazione di un segnale di prezzo, che risulti diversificato per nodo a seconda dell'incidenza che ha sull'intero sistema il prelievo o la generazione di energia in quel punto della rete. A tal fine si ritiene dunque di poter ricorrere efficacemente alla teoria dei prezzi spot per calcolare in ciascun nodo il valore economico dell'energia, in funzione del rispetto dei vincoli di rete esistenti e contemporaneamente minimizzando il costo complessivo di gestione per il sistema.

## TEORIA DEI PREZZI SPOT

Il metodo di regolazione dei sistemi di tipo "responsive pricing" si basa sulla quantificazione economica del valore di un bene in funzione delle modalità in cui questo viene reso disponibile. In particolare, con riferimento alla regolazione di reti elettriche di trasmissione e distribuzione, il bene di interesse è l'energia elettrica immessa o prelevata dalle utenze, la quale assume valore economico in funzione della localizzazione di rete dove il bene è richiesto o reso disponibile.

Come conseguenza, il prezzo spot al nodo  $k$ -esimo è inteso come il costo marginale per fornire un'ulteriore unità di energia (kWh oppure MWh) per un determinato lasso di tempo fissato [68][69]. Tale costo marginale (108) va inteso come il costo totale per la fornitura di energia elettrica nel punto specifico.

$$\rho_k = \frac{\partial(\text{costi totali})}{\partial d_k(t)} \quad (108)$$

Convenzionalmente si indica il prezzo nodale come valore spot orario, avendo inteso come durata dell'intervallo di analisi i 60 minuti. In generale l'intervallo di tempo scelto può essere qualsiasi, con possibilità di definire il prezzo spot come una funzione del tempo  $\rho_k(t)$ .

Tipicamente, un sistema di prezzi basato sul calcolo dei costi marginali gode della proprietà di coprire sia costi operativi che costi fissi. Se la generazione è dispacciata in maniera ottimale il costo marginale è superiore alla media dei costi variabili di tutti gli impianti di generazione che non sono marginali. In questo modo, assegnando ai clienti un costo dell'energia consumata pari al costo marginale, la differenza tra il prezzo pagato e il costo variabile di produzione di ogni generatore origina un reddito che, nel caso di parco adattato, copre i costi fissi di generazione.

### Formulazione matematica proposta in letteratura

Si riporta in questa sezione e in quelle successive la teoria di base in merito alla formulazione dei prezzi spot dell'energia. Successivamente verrà esposta la metodologia sviluppata specificatamente per le reti di distribuzione in funzione delle loro prerogative di funzionamento e delle modalità specifiche di soddisfacimento dei vincoli di rete.

Si riporta preliminarmente un elenco della principale simbologia utilizzata:

- $j = 1, 2, \dots$  indice dei generatori;
- $k = 1, 2, \dots$  indice dei carichi;
- $g_j(t)$  generazione del generatore  $j$ -esimo [kWh];
- $g_{j,MAX}(t)$  massima generazione del generatore  $j$ -esimo [kWh];
- $g(t) = \sum_j g_j(t)$  generazione complessiva di tutti i generatori [kWh];
- $g_{MAX}(t) = \sum_j g_{j,MAX}(t)$  massima generazione di tutti i generatori [kWh];
- $\underline{g}(t)$  vettore contenente tutte le generazioni [kWh];
- $d_k(t)$  domanda dell'utente  $k$ -esimo [kWh];
- $d(t) = \sum_k d_k(t)$  domanda totale di tutti gli utenti [kWh];
- $\underline{d}(t)$  vettore contenente tutte le domande [kWh];
- $G_{j,F}[g_j(t)]$  costo del combustibile per il  $j$ -esimo generatore [€];
- $G_{j,M}[g_j(t)]$  costi di manutenzione per il  $j$ -esimo generatore [€];
- $G_{j,FM}[g_j(t)] = G_{j,F} + G_{j,M}$  costi operativi per il  $j$ -esimo generatore [€];
- $G_F[g(t)] = \sum_j G_{j,F}[g_j(t)]$  costo totale del combustibile [€];
- $G_M[g(t)] = \sum_j G_{j,M}[g_j(t)]$  costi totali di manutenzione [€];
- $G_{FM}[g(t)] = G_F + G_M$  costi operativi totali [€].

Il metodo di calcolo dei prezzi spot si pone come obiettivo la massimizzazione del “benessere del sistema”, definito come la differenza tra il beneficio complessivo  $B[d(t)]$  che i consumatori ottengono dall'utilizzo della domanda elettrica  $d(t)$  espressa in [kWh] e i costi operativi sostenuti dall'intero sistema per generare e distribuire la complessiva generazione  $g(t)$ , anch'essa espressa in [kWh]. Considerando per la generazione i soli costi operativi si ottiene la formulazione (109).

$$\text{Social Welfare}(SW) = B[d(t)] - G_{FM}[g(t)] \quad (109)$$

Dal punto di vista analitico, il calcolo del valore del prezzo spot per l'utente  $k$ -esimo si risolve attraverso un problema di minimizzazione vincolata, in cui la funzione obiettivo da minimizzare è il “costo complessivo del sistema” definito come l'opposto del benessere del sistema (110).

$$\text{Social Cost}(SC) = G_{FM}[g(t)] - B[d(t)] \quad (110)$$

La minimizzazione del valore di  $SC$  deve considerare alcuni di vincoli che devono risultare soddisfatti nello scenario ottimizzato. Con riferimento alle reti elettriche, i vincoli tipici sono i valori di tensione a tutti i nodi della rete, i livelli di caricabilità delle linee, le curve di capability dei

generatori e l'equazione di bilancio energetico. Il problema che ci si trova a risolvere per la determinazione del prezzo spot è dunque quello riportato in (111).

$$\min_{g(t), d(t)} (SC) \quad (111)$$

Nel caso particolare di elevata rigidità della domanda, ovvero quando la richiesta complessiva dei carichi non ha dipendenza con il valore puntuale del prezzo spot nel nodo di prelievo, la relazione (111) può essere ridotta alla sola minimizzazione dei costi operativi dell'intero sistema, poiché il beneficio complessivo per i consumatori  $B[d(t)]$  rimane costante.

Alla conclusione del processo di minimizzazione che definisce la condizione di dispacciamento ottimizzata, i prezzi nodali vengono determinati dai valori dei moltiplicatori di Lagrange e di Kuhn-Tucker ottenuti dalla risoluzione del problema di minimizzazione vincolata. Tali moltiplicatori saranno nulli se il vincolo a cui essi sono associati non è attivo (quindi non "stringe" l'ottimizzazione), mentre assumeranno valore diverso da zero qualora il vincolo sia attivato (ovvero se l'ottimizzazione complessiva risente della presenza del vincolo). Da un punto di vista matematico, ogni moltiplicatore corrisponde al valore di cui varierebbe la funzione obiettivo  $SC$  qualora si volesse superare di una unità il vincolo corrispondente.

### Dispacciamento mono-sbarra e domanda dipendente dal prezzo

La configurazione di rete più semplice per l'applicazione della teoria dei prezzi spot è quella riportata in Figura 62. La modellazione mono-sbarra ipotizza che la generazione sia tale da poter sempre soddisfare la domanda e consente di trascurare le perdite e i costi relativi alla rete. La teoria verrà successivamente generalizzata per essere resa disponibile alle reali applicazioni di rete.

Nell'ipotesi di comportamento ottimale dei consumatori, il prezzo spot dell'energia è quel valore, pagato dai consumatori, che consente di minimizzare il costo complessivo del sistema, ovvero il termine  $SC$ .

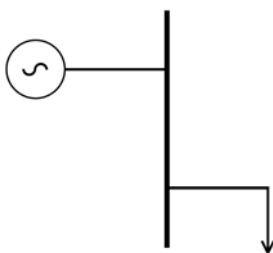


Figura 62 - Modellazione semplificata mono-sbarra

Il comportamento ottimale dei consumatori è quello che li conduce a scegliere la loro domanda  $d(t)$  in maniera tale da massimizzare la differenza tra il beneficio ottenuto e i loro costi (112).

$$\max_{d(t)} \{B[d(t)] - \rho(t) \cdot d(t)\} \quad (112)$$

Il problema può essere risolto come indicato in (113).

$$\frac{\partial}{\partial d(t)} \{B[d(t)] - \rho(t) \cdot d(t)\} = 0 \quad (113)$$

Se ne ricava che il comportamento ottimale dei consumatori è quello che conduce alla scelta della domanda complessiva  $d(t)$  tale da far valere la relazione (114). In altre parole la domanda complessiva del sistema è sensibile al segnale di prezzo, ovvero  $d(t) = d[\rho(t)]$ .

$$\frac{\partial B[d(t)]}{\partial d(t)} = \rho(t) \quad (114)$$

Il vincolo fondamentale che deve essere inserito nel problema di minimizzazione è costituito dall'equazione di bilancio energetico. Tale vincolo, nella semplificazione mono-sbarra che comporta l'assenza di perdite di rete, può essere espresso come in (115).

$$g(t) = d(t) \quad (115)$$

È necessario introdurre il lagrangiano della funzione da ottimizzare, calcolato come in (116).

$$\begin{aligned} \Omega(t) &= SC(t) + \mu_e(t) \cdot \{d[\rho(t)] - g(t)\} \\ &= G_{FM}[g(t)] - B[d[\rho(t)]] + \mu_e(t) \cdot [d[\rho(t)] - g(t)] \end{aligned} \quad (116)$$

Il termine  $\mu_e(t)$  è il moltiplicatore di Lagrange usato per imporre il vincolo di uguaglianza costituito dal bilancio energetico.

Ponendo nulla la derivata del lagrangiano rispetto alla generazione complessiva, si ottiene l'uguaglianza (117).

$$\mu_e(t) = \frac{\partial G_{FM}[g(t)]}{\partial g(t)} = \lambda(t) \quad (117)$$

Il valore  $\lambda(t)$  è indicato come lambda di sistema ed è composto dalla somma della componente del prezzo nodale legato al costo del combustibile  $\gamma_F(t)$  e della componente legata agli oneri di manutenzione  $\gamma_M(t)$ , come indicato in (118).

$$\lambda(t) = \gamma_F(t) + \gamma_M(t) = \frac{\partial G_F[g(t)]}{\partial g(t)} + \frac{\partial G_M[g(t)]}{\partial g(t)} \quad (118)$$

Ponendo invece nulla la derivata del lagrangiano rispetto alla domanda complessiva, si ottiene, tenendo in considerazione quanto introdotto precedentemente, l'uguaglianza (119).

$$\mu_e(t) = \frac{\partial B[d(t)]}{\partial d(t)} = \lambda(t) = \rho(t) \quad (119)$$

Alla luce del risultato ottenuto, si dimostra come il prezzo nodale così definito si configura come il valore che induce gli utenti a scegliere le proprie domande in modo tale che la richiesta complessiva  $d(t)$  minimizzi la funzione obiettivo  $SC$  del sistema.

Analogamente, il prezzo nodale risulta essere per i generatori il valore che induce ciascuna unità a scegliere la potenza generata massimizzando la differenza tra i propri guadagni e i propri costi, in modo tale da minimizzare il "social cost" complessivo  $SC$ . Le peculiarità di un sistema di prezzi nodali possono dunque considerarsi estendibili a qualsiasi tipologia di utente connesso alla rete, sia generatore che carico.

La definizione del valore del prezzo nodale si deve dedurre dalla formula (119) tenendo in considerazione che in genere tale equazione non è espressa in forma esplicita. Il lambda di sistema  $\lambda(t)$  è infatti funzione della domanda complessiva  $d(t)$ , ovvero dei costi operativi degli impianti chiamati a produrre. A sua volta il termine  $d(t)$  è funzione del prezzo spot (120).

$$\rho(t) = \lambda[d[\rho(t)]] \quad (120)$$

Nelle sezioni seguenti, il metodo verrà generalizzato in funzione dei vincoli che dovranno essere introdotti, legati alla reale disponibilità della generazione e alle limitazioni introdotte dalla rete.

### **Componenti di prezzo e vincoli relativi alla generazione**

In ogni sistema elettrico l'affidabilità di esercizio è un parametro di primaria importanza. Di conseguenza, anche sul versante della generazione, devono dunque essere prese le misure precauzionali necessarie affinché la fornitura di energia elettrica sia sempre garantita, a meno di pesanti disservizi della rete stessa. È quindi opportuno predisporre taluni provvedimenti affinché non si presentino condizioni di funzionamento caratterizzate da un eccesso di domanda rispetto alla complessiva generazione disponibile, ovvero non deve essere possibile il verificarsi della condizione  $d(t) > g(t)$ .

Indipendentemente dalla tipologia e dalla natura delle precauzioni introdotte per garantire la sicurezza del sistema elettrico, esse dovranno essere computate come un costo aggiuntivo per l'intero sistema. Si definisce di conseguenza il termine  $G_{OS}[g(t)]$  corrispondente ai costi sostenuti per garantire l'affidabilità della generazione.

Inoltre, è genericamente opportuno considerare una riserva operativa di generazione  $g_{res}(t)$  nell'arco temporale in analisi al fine di sopperire alla mancanza di una unità di generazione o all'incremento di carico richiesto. Tale gestione della riserva è un termine di importanza limitata nella normale gestione delle reti di distribuzione allacciate ad un sistema a livello superiore di tensione, il quale funge da nodo di saldo per i surplus di generazione e prelievo. Viceversa la gestione della riserva di generazione è fondamentale per la regolazione di sistemi non interconnessi come ad esempio una porzione di rete di distribuzione esercita in isola. Di conseguenza il livello critico di generazione è definibile come in (121).

$$g_{crit,\gamma}(t) = g_{MAX}(t) - g_{res}(t) \quad (121)$$

Noti i generatori connessi alla rete e stabilito l'ammontare della riserva operativa che il sistema richiede, è possibile ricavare il valore del livello critico di generazione. Qualora la generazione  $g(t)$  si approssimi a  $g_{crit,\gamma}(t)$ , si dovrà considerare una voce di costo (122) che incrementa il costo dell'energia come in (123).

$$\gamma_{OS}(t) = \frac{\partial G_{OS}[g(t)]}{\partial g(t)} \quad (122)$$

$$\rho(t) = \lambda(t) + \frac{\partial G_{OS}[g(t)]}{\partial g(t)} = \mu_e \quad (123)$$

I costi aggiuntivi sono equivalenti alla costruzione di nuovi impianti di generazione di punta necessari a garantire una certa affidabilità al sistema. Soluzioni alternative ma comunque onerose

sono la gestione di contratti con carichi interrompibili, la gestione attiva dei carichi, la riduzione dei consumi degli ausiliari o la predisposizione di piani di distacchi preventivi.

Oltre a considerare i costi per l'affidabilità del sistema, devono essere introdotte due ulteriori tipologie di vincoli legate alla generazione, in relazione alla regolazione della generazione complessiva (124) e in relazione al livello critico introdotto  $g_{crit,\gamma}(t)$  e alla gestione dei singoli impianti (125).

$$g(t) \leq g_{crit,\gamma}(t) \quad (124)$$

$$g_{min,j}(t) \leq g_j(t) \leq g_{MAX,j}(t) \quad \forall i \quad (125)$$

I vincoli riportati vengono considerati all'interno della procedura attraverso i corrispondenti moltiplicatori di Kuhn-Tucker, ovvero  $\mu_{QS,\gamma}(t)$  per quanto riguarda il limite sulla generazione totale,  $\mu_{MAX,\gamma,j}(t)$  e  $\mu_{min,\gamma,j}(t)$  per i limiti tecnici di funzionamento sulla j-esima unità di produzione.

#### Prezzo di acquisto e prezzo di vendita

La teoria sviluppata prevede che le unità di generazione, mediante un'offerta di vendita, dichiarino le proprie predisposizioni alla produzione. Sulla base di queste offerte, tali unità dovranno inoltre fissare il proprio punto di funzionamento in funzione del prezzo a cui verrà loro remunerata l'energia.

Risulta quindi interessante analizzare la relazione che intercorre tra il prezzo di vendita e quello di acquisto dell'energia, per ogni specifico nodo della rete. Per semplicità si considera nuovamente il caso di dispacciamento mono-sbarra (rete con un unico nodo a cui sono connessi un solo generatore e un solo carico). Nell'espressione del lagrangiano si considera, oltre al vincolo del bilancio energetico, il solo vincolo relativo al livello critico di generazione, come indicato in (126).

$$\Omega(t) = G_{FM}[g(t)] + G_{QS}[g(t)] - B[d(t)] + \mu_e(t) \cdot [d(t) - g(t)] + \mu_{QS,\gamma} \cdot [g(t) - g_{crit}(t)] \quad (126)$$

Il calcolo procede annullando le derivate parziali rispetto alla generazione complessive (127) e alla domanda complessiva (128).

$$\frac{\partial \Omega(t)}{\partial g(t)} = \lambda(t) + \frac{\partial G_{QS}[g(t)]}{\partial g(t)} - \mu_e(t) + \mu_{QS,\gamma} = 0 \quad (127)$$

$$\frac{\partial \Omega(t)}{\partial d(t)} = -\frac{\partial B[d(t)]}{\partial d(t)} + \mu_e(t) = 0 \quad (128)$$

Si suppone ora che al produttore l'energia venga remunerata ad un prezzo pari a  $\rho_g(t)$ , mentre il consumatore paghi la stessa energia al costo  $\rho_d(t)$ . Inoltre si effettua l'ipotesi basilare che il generatore scelga di produrre la quantità  $g(t)$  tale da massimizzare la differenza tra ricavi e costi operativi, come indicato in (129).

$$\begin{cases} g(t) : \max_{g(t)} \{ \rho_g(t) \cdot g(t) - G_{FM}[g(t)] - G_{QS}[g(t)] \} \\ g(t) \leq g_{crit,\gamma}(t) \end{cases} \quad (129)$$



Attraverso semplici passaggi matematici si perviene alle formulazioni (130) e (131).

$$\Omega_1(t) = G_{FM}[g(t)] + G_{QS}[g(t)] - \rho_g(t) \cdot g(t) + \mu_{QS,\gamma} \cdot [g(t) - g_{crit}(t)] \quad (130)$$

$$\frac{\partial \Omega_1(t)}{\partial g(t)} = \lambda(t) + \frac{\partial G_{QS}[g(t)]}{\partial g(t)} - \rho_g(t) + \mu_{QS,\gamma} = 0 \quad (131)$$

Riutilizzando le formule introduttive riportate nella presente sezione si ottiene quanto riportato in (132).

$$\rho_g(t) = \mu_e \quad (132)$$

Considerando ora la derivata parziale calcolata rispetto alla domanda complessiva, si ottiene la condizione nella quale il carico assume il proprio comportamento ottimo (133).

$$\frac{\partial B[d(t)]}{\partial d(t)} = \rho_d(t) \quad (133)$$

Sostituendo nell'ultima formula i termini precedentemente ottenuti si ottiene la dimostrazione matematica dell'uguaglianza tra il prezzo nodale di vendita e il prezzo nodale di acquisto, relativi all'unico nodo della rete (134).

$$\rho_g(t) = \rho_d(t) \quad (134)$$

La conclusione ottenuta consente di affermare che i produttori e i consumatori, pur facendo scelte diverse sui valori di generazione complessiva  $g(t)$  e richiesta complessiva  $d(t)$ , pervengono contestualmente ad un valore di costo nodale in grado di soddisfare il bilancio energetico, rendendo al contempo minimo il costo complessivo per il sistema. Il concetto dimostrato, pur banale nel caso di rete con un solo nodo, potrebbe non apparire evidente in sistemi più complessi, in particolar modo considerando carichi la cui domanda risulti fissata indipendentemente dal prezzo dell'energia al nodo e tenendo in considerazione ulteriori vincoli di natura tecnica per la gestione delle reti.

### **Componenti di prezzo e vincoli relativi alla rete**

I flussi di potenza che percorrono una linea elettrica conseguono dalla distribuzione spaziale e dalle condizioni di lavoro dei gruppi di generazione e delle utenze passive. Analogamente le perdite di energia che si manifestano sui singoli tratti di rete dipendono dalla caratterizzazione circuitale equivalente della linea e dai flussi di potenza che la percorrono.

La configurazione di funzionamento delle linee elettriche incide sul calcolo del prezzo nodale dell'energia attraverso alcuni contributi individualmente dipendenti dai costi di manutenzione, da quelli sostenuti per assicurare l'affidabilità del sistema, da quelli che nascono in presenza di congestioni e da quelli assimilabili alle perdite. È quindi possibile definire i seguenti termini, tenendo in considerazione il periodo di riferimento di un ora:

- $h = 1, 2, \dots$  indice delle linee;
- $\underline{z}(t)$  vettore dei flussi di energia attiva [kWh];
- $N_M[\underline{z}(t)] = \sum_h N_{M,h}[z_h(t)]$  costi per la manutenzione della rete [€];

$$- N_{QS} [\underline{z}(t)] = \sum_h N_{QS,h} [z_h(t)] \quad \text{costi per l'affidabilità della rete [€].}$$

Al fine di risolvere il problema di minimizzazione, all'interno della formulazione del lagrangiano deve essere considerato anche il vincolo sulla portata di ciascuna linea, espresso in (135)

$$z_h(t) \leq z_{h,MAX} \quad \forall h \quad (135)$$

Il termine  $z_h(t)$  rappresenta il flusso di energia attiva, espresso in [kWh] con riferimento all'intervallo di tempo considerato, che transita sulla h-esima linea, mentre  $z_{h,MAX}$  è il corrispondente massimo valore ammissibile sulla h-esima linea. Nell'approccio semplificato, il flusso di potenza complessivo è ricondotto al solo flussi di potenza attiva, mentre nel metodo sviluppato per le reti di distribuzione e di seguito riportato si è preferito verificare il rispetto dei vincoli di portata considerando il flusso di potenza complesso insistente sui singoli tratti di linea. Il lagrangiano viene integrato con il corrispondente moltiplicatore  $\mu_{QS,h}(t)$ .

Perdendo l'ipotesi di rete mono-sbarra, il bilancio energetico deve essere formulato in maniera tale da considerare anche la presenza delle perdite di rete, pertanto il vincolo di uguaglianza da imporre risulta modificato come in (136).

$$\underline{g}(t) = d(t) + L[\underline{z}(t)] \quad (136)$$

Il termine  $L[\underline{z}(t)]$  rappresenta le perdite attive totali in rete che risultano dipendenti dai flussi di potenza su tutte le linee. Come già fatto in precedenza tale vincolo viene inserito nel lagrangiano con il moltiplicatore di Lagrange  $\mu_e(t)$ .

### **Funzione obiettivo e definizione del lagrangiano**

Avendo introdotto alcuni termini aggiuntivi in funzione dei vincoli legati alle modalità di funzionamento delle utenze e della rete, è necessario ridefinire in maniera più completa il parametro  $SC$ . In particolare, si devono integrare i costi operativi della generazione (legati al combustibile e alla manutenzione) con i costi per l'affidabilità della generazione  $G_{QS}$ , quelli per la gestione e la manutenzione della rete  $N_M$  e quelli per l'affidabilità della rete  $N_{QS}$ . Di conseguenza, l'espressione finale del costo complessivo per il sistema è quella riportata in (137).

$$SC = G_{FM} [\underline{g}(t)] + G_{QS} [\underline{g}(t)] + N_M [\underline{z}(t)] + N_{QS} [\underline{z}(t)] - B[d(t)] \quad (137)$$

È quindi possibile riassumere in formula (138) il problema complessivo di minimizzazione vincolata della funzione obiettivo.

$$\left\{ \begin{array}{l} \min_{\underline{g}(t), \underline{d}(t)} (SC) \\ \underline{g}(t) = d(t) + L[\underline{z}(t)] \\ \underline{g}(t) \leq \underline{g}_{crit,j}(t) \\ \underline{g}_{min,j}(t) \leq \underline{g}_j(t) \leq \underline{g}_{MAX,j}(t) \quad \forall j \\ \underline{z}_h(t) \leq z_{MAX,h}(t) \quad \forall h \end{array} \right. \quad (138)$$

Come conseguenza della formulazione sopra riportata, il lagrangiano è calcolabile come la somma delle componenti dovute rispettivamente a costi e vincoli di generazione  $G[\underline{g}(t)]$ , costi e vincoli di rete  $N[\underline{z}(t)]$ , beneficio dei consumatori,  $B[\underline{d}(t)]$  e vincolo sul bilancio energetico, come riportato in (139).

$$\Omega(t) = G[\underline{g}(t)] + N[\underline{z}(t)] - B[\underline{d}(t)] + \mu_e \cdot \{d(t) + L[\underline{z}(t)] - g(t)\} \quad (139)$$

I singoli termini sono esplicitati nelle formule (140), (141) e (142).

$$\begin{aligned} G[\underline{g}(t)] &= \text{costi e vincoli di generazione} = \\ &= G_{FM}[\underline{g}(t)] + G_{QS}[\underline{g}(t)] + \mu_{QS,\gamma}(t) \cdot [g(t) - g_{crit,\gamma}(t)] + \\ &+ \sum_j \{ \mu_{min,\gamma,j}(t) \cdot [g_{min,j}(t) - g_j(t)] \} + \sum_j \{ \mu_{MAX,\gamma,j}(t) \cdot [g_j(t) - g_{MAX,j}(t)] \} \end{aligned} \quad (140)$$

$$\begin{aligned} N[\underline{z}(t)] &= \text{costi e vincoli di rete} = \\ &= N_M[\underline{z}(t)] + N_{QS}[\underline{z}(t)] + \sum_h \{ \mu_{QS,\eta,h}(t) \cdot [z_h(t) - z_{MAX,h}(t)] \} \end{aligned} \quad (141)$$

$$B[\underline{d}(t)] = \sum_k B_k \cdot d_k(t) \quad (142)$$

Annullando le derivate del lagrangiano rispetto alle generazioni  $g_j(t)$  e alle domande  $d_k(t)$  si ottengono i valori di generazione e di domanda che minimizzano il  $SC$  complessivo. In particolare si ottengono le relazioni riportate in (143) e (144).

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Omega(t)}{\partial g_j(t)} &= \frac{\partial G_{FM}[\underline{g}(t)]}{\partial g_j(t)} + \frac{\partial G_{QS}[\underline{g}(t)]}{\partial g_j(t)} + \frac{\partial N_M[\underline{z}(t)]}{\partial g_j(t)} + \frac{\partial N_{QS}[\underline{z}(t)]}{\partial g_j(t)} \\ &+ \mu_{QS}(t) + \\ &- \mu_{min,\gamma,j}(t) + \mu_{MAX,\gamma,j}(t) \\ &+ \sum_h \left[ \mu_{QS,\eta,h}(t) \cdot \frac{\partial z_h(t)}{\partial g_j(t)} \right] + \\ &+ \mu_e(t) \cdot \left[ \frac{\partial L[\underline{z}(t)]}{\partial g_j(t)} - 1 \right] \end{aligned} \quad (143)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Omega(t)}{\partial d_k(t)} &= \frac{\partial N_M[\underline{z}(t)]}{\partial d_k(t)} + \frac{\partial N_{QS}[\underline{z}(t)]}{\partial d_k(t)} - \frac{\partial B_k[\underline{d}(t)]}{\partial d_k(t)} + \\ &+ \sum_h \left[ \mu_{QS,\eta,h}(t) \cdot \frac{\partial z_h(t)}{\partial d_k(t)} \right] + \\ &+ \mu_e \cdot \left[ 1 + \frac{\partial L[\underline{z}(t)]}{\partial d_k(t)} \right] \end{aligned} \quad (144)$$

La conseguente espressione dei valori di prezzo nodale si ottiene attraverso le formulazioni (143) e (144). Come dimostrato in precedenza, le due espressioni sopra ricavate sono algebricamente equivalenti. Tale conclusione è intuitiva anche se si rappresenta la generazione come un prelievo negativo, infatti l'aumento della produzione di un generatore al nodo  $i$ -esimo produce esattamente lo stesso effetto della riduzione della domanda di una pari quantità di energia allo stesso nodo.

$$\begin{aligned}\rho_j(t) &= \frac{\partial G[\underline{g}(t)]}{\partial g_j(t)} = \\ &= -\mu_e \cdot \left[ \frac{\partial L[\underline{z}(t)]}{\partial g_j(t)} - 1 \right] - \frac{\partial N[\underline{z}(t)]}{\partial g_j(t)} - \sum_h \left[ \mu_{QS,\eta,h}(t) \cdot \frac{\partial z_h(t)}{\partial g_j(t)} \right]\end{aligned}\quad (145)$$

$$\begin{aligned}\rho_k(t) &= \frac{\partial B[\underline{d}(t)]}{\partial d_k(t)} = \\ &= \mu_e \cdot \left[ 1 + \frac{\partial L[\underline{z}(t)]}{\partial d_k(t)} \right] + \frac{\partial N[\underline{z}(t)]}{\partial d_k(t)} + \sum_h \left[ \mu_{QS,\eta,h}(t) \cdot \frac{\partial z_h(t)}{\partial d_k(t)} \right]\end{aligned}\quad (146)$$

È possibile notare come i moltiplicatori di Lagrange  $\mu_{min,\gamma,j}$  e  $\mu_{MAX,\gamma,j}$ , introdotti nella trattazione per la gestione dei vincoli tecnici di minima e massima potenza generabile da ogni generatore, non compaiono nell'espressione del prezzo nodale. Tuttavia essi sono comunque necessari a individuare nella rete i generatori che si trovano a funzionare al loro limite tecnico.

Si osserva inoltre l'importanza dell'approccio spot per la definizione dei prezzi dell'energia, in particolare la sua capacità di guidare gli investimenti di utenze e generazioni in prossimità dei nodi di rete dove queste comportano i maggiori benefici:

- qualora in un nodo risulti connesso un generatore funzionante a potenza massima, ovvero il corrispondente vincolo di massima potenza sia attivato ( $\mu_{MAX,\gamma,j}(t) \neq 0$ ), il prezzo dell'energia a quel nodo risulta maggiore del costo marginale del generatore, a testimoniare una richiesta locale di generazione. Per questo motivo il generatore tende a portarsi a lavorare verso il limite tecnico di massima potenza e, una volta raggiunto, ogni aumento di carico al nodo potrà essere soddisfatto solo da generatori a costo marginale superiore, con conseguente aumento del valore dell'energia a quel nodo;
- qualora invece ad un nodo sia connessa una unità di generazione operante al suo minimo tecnico ( $\mu_{min,\gamma,j}(t) \neq 0$ ) il prezzo dell'energia a quel nodo della rete è inferiore al costo marginale di generazione, il che testimonia la presenza di altri generatori più competitivi in grado di alimentare il carico.

#### Assegnazione del nodo di saldo

Come detto precedentemente, la risoluzione del metodo necessita la definizione di un nodo di saldo al fine di verificare il calcolo dei flussi di potenza. È ora possibile, senza perdita di generalità nella trattazione, ipotizzare che a tale nodo sia connesso un generatore marginale, ovvero un generatore che sia chiamato a produrre ma per cui non sia attivo il vincolo di massima generazione. Sarà comunque necessario verificare che il generatore connesso al nodo di saldo, reale o equivalente che sia, possa erogare la potenza richiesta, ovvero assorbirla in caso di inversione dei flussi di potenza. In caso contrario si richiederà la ridefinizione della collocazione del nodo di saldo.

Si introducono nella trattazione i seguenti simboli (con riferimento all'intervallo di tempo di analisi prefissato):

- \*                      pedice che denota il nodo di saldo;
- $g_*(t)$               generazione al nodo di saldo [kWh];

- $\underline{g}_*(t)$  vettore di tutte le generazioni con eccezione del nodo di saldo [kWh];
- $\underline{d}_*(t)$  vettore di tutte le domande con eccezione del nodo di saldo [kWh].

Le proprietà richieste al nodo di saldo sono matematicamente espresse in (147).

$$-\infty \leq g_*(t) \leq +\infty \Leftrightarrow \mu_{MAX,\gamma_{AX}}(t) = \mu_{min,\gamma_{in}}(t) = 0 \quad (147)$$

La definizione data al nodo di saldo attraverso la formulazione precedente consente il calcolo del valore del moltiplicatore relativo al bilancio energetico  $\mu_e$ , in quanto per ogni linea vale la condizione (148) che conduce alla formulazione (149).

$$\frac{\partial z_h(t)}{\partial g_*(t)} = \frac{\partial z_h[\underline{g}_*(t), \underline{d}(t)]}{\partial g_*(t)} = 0 \quad (148)$$

$$\frac{\partial N[\underline{z}(t)]}{\partial g_*(t)} = \sum_h \frac{\partial N[\underline{z}(t)]}{\partial z_h(t)} \cdot \frac{\partial z_h(t)}{\partial g_*(t)} = 0 \quad \text{e} \quad \frac{\partial L[\underline{z}(t)]}{\partial g_*(t)} = \sum_h \frac{\partial L[\underline{z}(t)]}{\partial z_h(t)} \cdot \frac{\partial z_h(t)}{\partial g_*(t)} = 0 \quad (149)$$

Dalla formulazione ottenuta si ottiene che il prezzo spot per il generatore “equivalente” connesso al nodo di saldo, supposto marginale, è esattamente uguale al moltiplicatore di Lagrange del vincolo relativo al bilancio energetico (150).

$$\begin{aligned} \rho_j(t) &= \mu_e(t) = \\ &= \lambda(t) + \gamma_{QS}(t) = \\ &= \frac{\partial G_{FM,*}[\underline{g}_*(t)]}{\partial g_*(t)} + \frac{\partial G_{QS}[\underline{g}(t)]}{\partial g_*(t)} + \mu_{QS,\gamma}(t) \quad \text{per } j = * \end{aligned} \quad (150)$$

### **Formulazione e significato del prezzo nodale**

Il prezzo spot per l'utente k-esimo, precedentemente definito nelle formule (145) e (146), può ora riscritto tramite una semplificazione della notazione ed evidenziando le sue singole componenti (151).

$$\rho_k(t) = \lambda(t) + \gamma_{QS}(t) + \eta_{L,k}(t) + \eta_{M,k}(t) + \eta_{QS,k}(t) \quad (151)$$

Il costo complessivo come ora formulato risulta pertanto pari alla somma delle componenti legate rispettivamente al costo marginale di generazione  $\lambda(t)$ , a quello per l'affidabilità della generazione  $\gamma_{QS}(t)$ , per le perdite in rete  $\eta_{L,k}(t)$ , per la manutenzione della rete  $\eta_{M,k}(t)$  e per le congestioni  $\eta_{QS,k}(t)$ . L'esplicitazione delle ultime tre componenti è di seguito riportata in (152), (153) e (154).

$$\eta_{L,k}(t) = \mu_e(t) \cdot \frac{\partial L[\underline{z}(t)]}{\partial d_k(t)} = \mu_e(t) \cdot \sum_h \left[ \frac{\partial L_h[\underline{z}_h(t)]}{\partial z_h(t)} \cdot \frac{\partial z_h(t)}{\partial d_k(t)} \right] \quad (152)$$

$$\eta_{M,k}(t) = \frac{\partial N_M[\underline{z}(t)]}{\partial d_k(t)} = \sum_h \left[ \frac{\partial N_{M,h}[\underline{z}_h(t)]}{\partial z_h(t)} \cdot \frac{\partial z_h(t)}{\partial d_k(t)} \right] \quad (153)$$

$$\eta_{QS,k}(t) = \sum_h \left[ \frac{\partial N_{QS,h}[z_h(t)]}{\partial z_h(t)} + \mu_{QS,\eta,h}(t) \right] \cdot \frac{\partial z_h(t)}{\partial d_k(t)} \quad (154)$$

Nelle usuali condizioni di esercizio sono sostanzialmente le componenti legate ai costi di generazione a dominare il valore del prezzo nodale, mentre le componenti relative alla rete diventano invece significative quando la rete risulta pesantemente caricata o fortemente soggetta ad alcuni vincoli di funzionamento. È possibile notare anche come tutti gli utenti vedono la stessa componente  $\gamma_{QS}(t)$  per quanto riguarda i costi relativi all'affidabilità della generazione (voce globale di costo), mentre la componente  $\eta_{QS,k}(t)$  imputabile ai costi per l'affidabilità della rete varia da nodo a nodo (costo locale differenziato per nodo).

Il risultato fondamentale della modellazione conseguibile con una tecnica di spot pricing è quello di considerare il sistema elettrico, con i costi e i vincoli da esso derivanti, attraverso una rappresentazione di prezzo, la quale varia non solo in funzione del tempo ma anche dello spazio. Di conseguenza, il prezzo nodale dell'energia è strettamente correlato da una parte alla localizzazione topologica del punto di connessione e quindi dalle caratteristiche e dai vincoli relativi alle linee che lo collegano alla rete, e dall'altro agli effetti prodotti sul resto della rete dalla variazione di generazione o di domanda a quel determinato nodo.

Sebbene concepita in anni precedenti alle prime forme di liberalizzazione dei mercati elettrici, la teoria dei prezzi spot va senza dubbio a costituire un valido strumento per risolvere le congestioni di rete nel caso di un qualsiasi mercato in cui il dispacciamento avvenga per merito economico. I programmi di immissione semplicemente determinati tramite un meccanismo di borsa sulla base del solo ordine di merito potrebbero risultare inadeguati a garantire flussi di potenza e livelli di tensione compatibili con un corretto esercizio della rete.

Viceversa, l'attribuzione di un onere economico alla gestione dei vincoli tecnici della rete consente una diretta quantificazione degli oneri complessivi per il sistema, i quali vengono direttamente attribuiti ai singoli nodi in funzione del loro contributo al soddisfacimento o alla attivazione dei vincoli operativi.

## OTTIMIZZAZIONE TECNICO-ECONOMICA IN PRESENZA DI GD

La teoria dei prezzi nodali, come proposta nella sua versione originale, ha trovato impiego principalmente nelle reti di trasmissione dell'energia elettrica. Al fine di utilizzare tale approccio in modo efficace è necessario individuare, nel sistema elettrico in esame, una rete equivalente i cui nodi siano di importanza rilevante. È quindi abbastanza usuale aggregare porzioni di rete, scarsamente rappresentative e tipicamente esenti da congestioni, in un unico nodo equivalente, definito in ambito nazionale come zona.

La scelta delle semplificazioni da fare può essere basata su procedure matematiche o su ragionamenti di tipo ingegneristico, in qualsiasi caso essa deve essere effettuata conciliando due opposte esigenze: da un lato la semplicità computazionale e dall'altro l'attendibilità dei flussi calcolati sulla rete di riferimento. La fase di scelta dei nodi della rete riveste dunque una particolare importanza, poiché da essa dipende l'effettiva capacità dei prezzi nodali di riflettere accuratamente il costo marginale dell'energia in ogni nodo.

## Teoria dei prezzi spot nelle reti di distribuzione

Rispetto alla teoria di base, esposta nella sezione precedente e riferita principalmente a sistemi di trasmissione in AT e AAT, le reti di distribuzione in MT presentano delle importanti peculiarità che non consentono una diretta applicazione della metodologia [70].

Un primo aspetto focale riguarda l'oggetto della remunerazione spot. Nella trattazione finora riportata si fa riferimento alla quantificazione economica della sola potenza attiva. Questa semplificazione deriva dal contesto applicativo della metodologia sviluppata, in quanto limitando il funzionamento del metodo alle sole reti di trasmissione risultano abbastanza verosimili le seguenti ipotesi [72]:

- resistenza di linea e ammettenze trasversali trascurabili rispetto alla reattanza longitudinale di linea;
- moduli delle tensioni uguali a tutti i nodi e prossimi al valore nominale;
- piccoli sfasamenti tra due nodi galvanicamente connessi.

La veridicità di tali ipotesi consente il calcolo approssimato dei flussi di potenza attiva mediante un metodo semplificato di power flow in corrente continua, che consente l'ottenimento dei risultati tramite la risoluzione di un semplice sistema lineare. Sebbene tale metodologia di calcolo sia stata sviluppata in funzione delle limitate risorse di calcolo disponibili in passato, tuttavia ancora oggi è frequente la risoluzione semplificata del calcolo dei flussi di potenza data l'onerosità computazionale intrinseca del problema di calcolo dei prezzi nodali.

Volendo applicare come strumento per la gestione e la pianificazione di una rete attiva di distribuzione la metodologia di gestione dei sistemi elettrici basata sul concetto di prezzo nodale, è necessario considerare tra le variabili del problema da ottimizzare anche i flussi di potenza reattiva e i valori delle tensioni nodali, che potranno essere ricavate da un calcolo di power flow in corrente alternata. Solo attraverso un pesante allargamento della trattazione teorica sarà possibile inglobare nella metodologia la gestione ottimizzata dei flussi di potenza reattiva e al contempo considerare la presenza di vincoli operativi ulteriori [69].

### Potenza attiva, potenza reattiva e caduta di tensione nelle reti di distribuzione

Nell'intento di generalizzare l'approccio spot pricing alle reti di distribuzione, riprendendo parzialmente quanto detto nei capitoli precedenti, è opportuno evidenziare il legame esistente tra la distribuzione dei flussi di potenza nelle reti e i livelli di tensione che si presentano ai nodi. Si prende a riferimento un sistema trifase al quale siano connessi sia unità di generazione che punti di prelievo. Il comportamento di tale rete, supposta simmetrica e lineare, dal punto di vista di un qualsiasi nodo, può essere ricondotto, in regime equilibrato, a quello del generatore monofase equivalente come riportato in Figura 63.

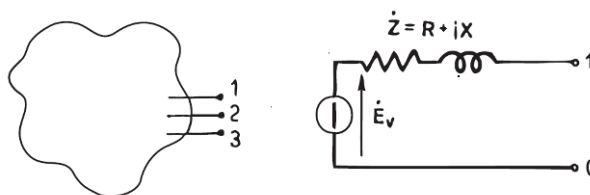


Figura 63 - Rappresentazione equivalente di un nodo della rete

Si considerando costanti i parametri equivalenti di rete (ipotesi valida finché la struttura della rete, l'entità dei carichi e i punti di funzionamento dei generatori connessi restano immutati). La tensione stellata  $\underline{E}_v$  è il valore che è possibile misurare nel nodo in analisi, mentre  $\dot{Z}$ , dipendente da tutti i parametri degli elementi che compongono la rete, rappresenta l'impedenza vista dallo stesso nodo una volta annullate le forze elettromotrici di tutti i generatori in servizio. Qualora si connetta al nodo un carico operante a un certo fattore di potenza e tale utenza assorba una corrente di valore efficace  $I$ , la differenza fra la tensione a vuoto e quella a carico  $\Delta E = |\underline{E}_v| - |\underline{E}_1|$  è quantificabile, sebbene in maniera leggermente approssimata, come in (155).

$$\Delta E = |\underline{E}_v| - |\underline{E}_1| \cong RI \cos \varphi + XI \sin \varphi \quad (155)$$

Attraverso alcuni semplici passaggi matematici si ottiene la formulazione (156), dove sono indicate con  $P$  e  $Q$  la potenza attiva e quella reattiva trifase assorbite dal carico.

$$\begin{aligned} 3E_1\Delta E &= 3(E_v\Delta E - \Delta E^2) = M \\ &= RP + XQ \end{aligned} \quad (156)$$

Si verifica che il termine  $M$  è sempre crescente con  $\Delta E$  finché è verificata la condizione  $\Delta E < 0,5E_v$ , quindi può essere assunto come indice della caduta di tensione, visto che nei sistemi elettrici di trasmissione e distribuzione si verifica la condizione  $\Delta E < 0,1E_v$ . In particolare, dividendo ambo i membri della precedente formula per la reattanza di linea  $X$  si ottiene l'equazione di una retta nel piano  $P-Q$  con coefficiente angolare pari a  $-R/X$  e che interseca l'asse delle ordinate nel punto di ordinata  $M/X$ , come verificabile in Figura 64.

$$Q = -\frac{R}{X}P + \frac{M}{X} \quad (157)$$

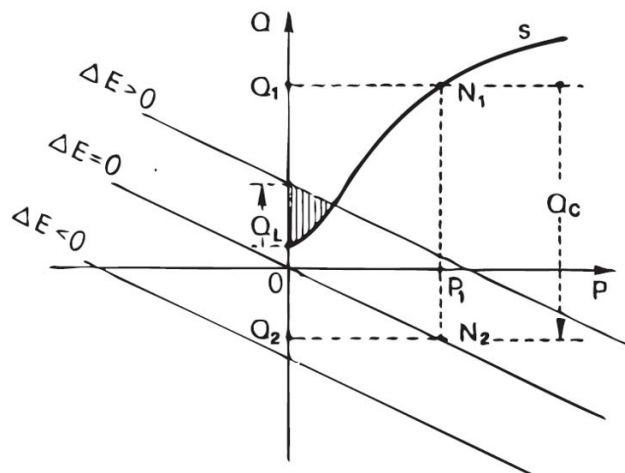


Figura 64 - Caduta di tensione valutata nel piano P-Q

La precedente figura riporta un grafico tipico che si ottiene per linee in AAT e AT. In funzione di una determinata caratteristica di carico  $s$  è possibile notare come le variazioni di potenza reattiva assorbita al nodo influenzino in maniera predominante la caduta di tensione complessiva al punto



di allacciamento, mentre abbiano moderato impatto le variazioni di potenza attiva [18]. Questa caratterizzazione ha valore se il coefficiente angolare della retta ( $-R/X$ ) assume valori generalmente piccoli, come avviene nel caso della rete di trasmissione.

Prendendo in considerazione i sistemi di distribuzione in MT e in linea generale abbassando i valori di tensione nominale delle reti, le caratteristiche elettriche delle linee tipicamente installate danno luogo a rapporti  $R/X$  decisamente superiori, come è possibile evincere da Figura 65. Da ciò si deduce che, nel caso di una rete di distribuzione, in virtù della natura maggiormente dissipativa delle linee e dei minori valori assunti dall'induttanza chilometrica (per le minori distanze tra le fasi a seguito delle minori spessori di isolamento), non si può disaccoppiare il legame tra il flusso di potenza attiva e reattiva e la caduta di tensione. Di conseguenza, diversamente dai sistemi AT e AAT, non è possibile verificare le congestioni sulle linee analizzando il solo transito di potenza attiva e non è effettuabile una completa regolazione della tensione agendo esclusivamente sulla taratura degli scambi reattivi tra le diverse utenze connesse alla rete.

Data la concorrenza dei flussi sia di potenza attiva che reattiva alla determinazione dello stato di esercizio della rete di distribuzione e quindi alla verifica dei vincoli operativi di funzionamento del sistema, appare necessario considerare anche per il prezzo dell'energia reattiva un meccanismo di quantificazione economica analogo a quello applicato alla remunerazione dell'energia attiva.

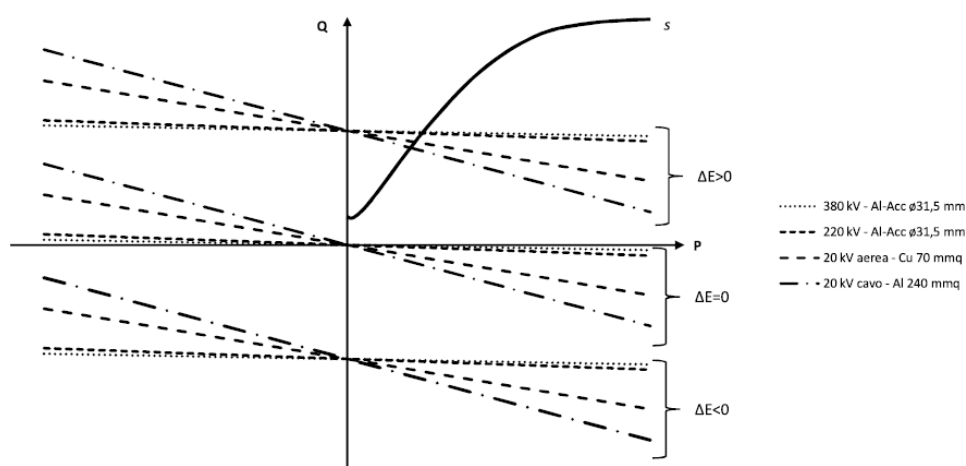


Figura 65 - Caduta di tensione valutata nel piano P-Q al variare delle caratteristiche delle linee e della tensione nominale della rete

### Algoritmo proposto per l'ottimizzazione delle reti attive di distribuzione

Viene riportata di seguito e nelle sezioni successive la generalizzazione ideata a partire dalla base teorica e sviluppata al fine di applicare la metodologia di gestione e regolazione con tecnica spot pricing al contesto delle reti di distribuzione in MT e BT. Nel dettaglio, è stata condotta sia una massiccia generalizzazione della teoria finalizzata alla contestualizzazione del metodo nel sistema di interesse che uno sviluppo dell'algoritmo di ottimizzazione che ha consentito un sensibile aumento della velocità di risoluzione dell'algoritmo e una maggiore precisione della soluzione ottenuta.

Lo strumento sviluppato consente di risolvere il problema dell'ottimizzazione di una rete di distribuzione allacciata ad un sistema a tensione superiore e dotata di generazione distribuita con

qualsivoglia livello di penetrazione in relazione al carico insistente sulla rete. La rete generica implementabile nella procedura di calcolo è quindi costituita da una modellazione equivalente al sistema di trasmissione/distribuzione a livello di tensione superiore, da un trasformatore abbassatore dotato di variatore sotto carico per la connessione a tale rete a livello superiore di tensione e da una generica rete di distribuzione (esercibile in configurazione radiale o magliata).

Il metodo si propone di definire il set di prezzi spot in grado di guidare consumatori e produttori ad ottimizzare i propri scambi energetici con il sistema di distribuzione, in relazione alle condizioni di funzionamento della rete e ai vincoli operativi agenti sia a livello di sistema di distribuzione che sulle singole utenze.

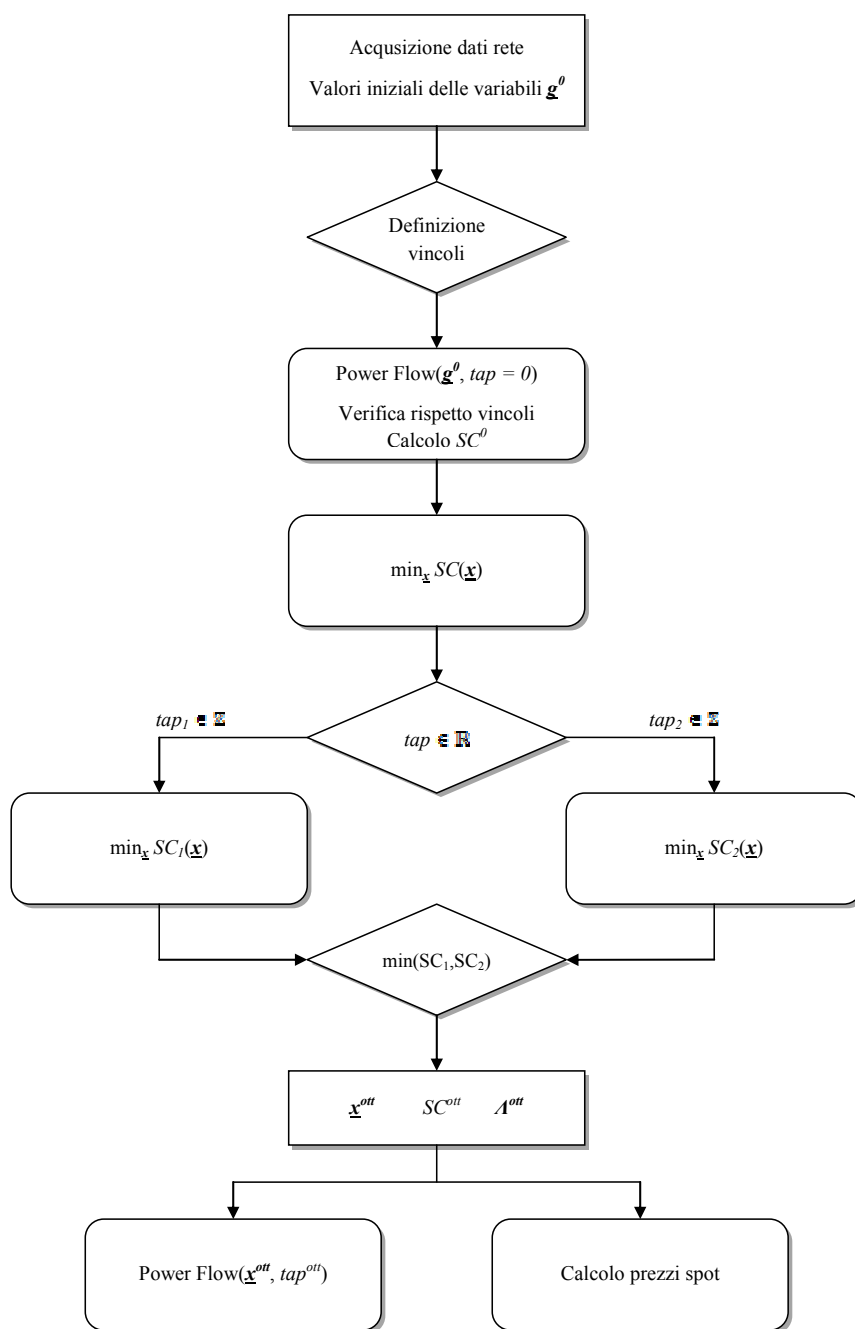


Figura 66 - Schema a blocchi dell’algoritmo di ottimizzazione implementato

Al semplice scopo di ottenere una parziale semplificazione della trattazione in termini di analisi dei risultati e comunque senza perdere di generalità nella risoluzione del problema, l'algoritmo considera una elevata rigidità della domanda, quindi le richieste di potenza attiva e reattiva da parte dei carichi sono ipotizzate fissate e quindi non partecipanti alla minimizzazione del costo complessivo per il sistema. Di conseguenza, sono considerate come variabili da ottimizzare tramite un meccanismo di prezzo nodale solo i punti di funzionamento attivo e reattivo del unità di generazioni.

Come mostrato nello schema a blocchi di Figura 66, la metodologia proposta parte da una configurazione iniziale di rete in cui siano supposti i punti di lavoro di tutti i generatori, sia in termini di potenza attiva e reattiva. Tale layout iniziale di funzionamento degli impianti può essere definito dalle scelte proprie del produttore oppure dalla combinazione degli esiti di un dispacciamento di merito economico, qualora i produttori o gli auto produttori avessero offerto la loro produzione in borsa o su un eventuale mercato locale dell'energia. Si suppone quindi noto il vettore iniziale  $\underline{g}^0$  come definito in (158). Interessanti prospettive possono essere garantite dalla partecipazione alle dinamiche di mercato da parte della domanda elettrica [73], la quale potrà essere implementata in maniera duale rispetto a quanto esposto per le unità di generazione.

$$\underline{g}^0 = \begin{bmatrix} g_{P,1}^0 \\ \vdots \\ g_{P,n_{GEN}}^0 \\ g_{Q,1}^0 \\ \vdots \\ g_{Q,n_{GEN}}^0 \end{bmatrix} \quad (158)$$

Successivamente alla definizione del vettore iniziale  $\underline{g}^0$  vengono definiti i vincoli tecnici di rete e di impianto che devono risultare soddisfatti nella configurazione di rete ottimizzata. Nel dettaglio i vincoli implementati sono:

- portata di ciascuna linea;
- minima e massima tensione in ciascun nodo della rete;
- minima e massima potenza, attiva e reattiva, erogabile da ciascun generatore;
- eventuali limitazioni al prelievo/scambio di potenza con la rete a monte (intesa come nodo di saldo per il sistema di distribuzione).

L'algoritmo implementato procede con un primo calcolo dei flussi di potenza con generatori funzionanti secondo i punti di lavoro definiti nella configurazione iniziale  $\underline{g}^0$  e con il variatore sotto carico del trasformatore di cabina primaria impostato in maniera tale da avere il rapporto nominale di trasformazione ( $tap = 0$ ). I risultati consentono di verificare se tale configurazione comporti la violazione di alcuni vincoli operativi e calcolare l'ammontare del costo di approvvigionamento complessivo per il sistema in condizione di assenza di vincoli attivi  $SC^0$ .

Successivamente viene eseguita l'ottimizzazione della rete, la quale fornisce in risultato il vettore ottimizzato delle variabili  $\underline{x}^{opt}$ , il valore del corrispondente social cost  $SC^{opt}$  nell'ipotesi di rete operante sotto i vincoli operativi impostati e un vettore  $\Lambda^{opt}$  che contiene tutti i moltiplicatori di Lagrange e di Kuhn-Tucker ricavati dalla risoluzione del problema di minimizzazione vincolata. I

valori di tali moltiplicatori, diversi da zero in corrispondenza dei vincoli attivi, serviranno per il calcolo dei prezzi spot dell'energia attiva e reattiva in ciascun nodo della rete.

L'algoritmo, sviluppato interamente in ambiente MatLab<sup>®</sup>, è predisposto per l'implementazione di due diversi solutori di problemi di minimizzazione non lineare. La soluzione ottimizzata viene infatti perseguita sia attraverso l'uso del solutore `fmincon` (sottoprogramma pre-implementato nel software come function) che tramite l'implementazione della function `ktrlink`, facente parte del pacchetto di simulazione `Knitro 5.2` sviluppato da Ziena Optimization. Tale scelta consente di avere un riscontro numerico sulla corrispondenza dei risultati ottenuti e di valutare quale dei due solutori sia più performante in termini di tempi di calcolo [74][75].

### **Calcolo dei flussi di potenza**

Dato un sistema elettrico composto da  $n$  nodi, nell'ipotesi di struttura simmetrica e funzionamento equilibrato, è possibile ridursi alla rappresentazione monofase equivalente considerando la modellazione del doppio bipolo a  $\pi$  equivalente di ogni elemento di rete. In particolare, ai fini del calcolo del power flow, è necessario ricavare la matrice  $\dot{Y}_n$  delle ammettenze nodali.

Come accennato in precedenza il calcolo esatto dei flussi di potenza, effettuato senza l'ausilio di ipotesi semplificative, costituisce un problema non lineare, il quale può essere risolto iterativamente mediante il metodo Newton-Raphson a valle della definizione della tipologia di nodo (nodi PV, PQ, di saldo), ovvero dei parametri forzanti del problema. Il metodo assume come calcolabile per via analitica la derivata prima di ogni funzione presa in esame, il che consente di ridurre il problema ad una formulazione come in (159). Si intende come  $[\Delta y]$  il vettore degli scostamenti dai termini noti (nel caso specifico le potenze attive in tutti i nodi tranne al nodo di saldo e quelle reattive in tutti i nodi PQ), mentre  $[\Delta x]$  è il vettore delle correzioni da assegnare alle incognite (angoli delle tensioni nodali a tutti i nodi tranne quello di saldo e i loro valori efficaci in tutti i nodi PQ) e  $[J]$  è la matrice dello Jacobiano.

$$[\Delta y] = [J][\Delta x] \quad (159)$$

Le funzioni non lineari da calcolare sono quelle che esprimono la potenza attiva e reattiva entrante in ogni nodo. Le loro espressioni algebriche sono note e consentono di ricalcolare, ad ogni iterazione, tutti i termini dello Jacobiano. La risoluzione del calcolo di LF si riduce quindi alla risoluzione del problema riportato in (160).

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_{n_{PV+PQ}} \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_{n_{PQ}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \mathcal{G}_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \mathcal{G}_{n_{PV+PQ}}} & \frac{\partial P_1}{\partial E_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial E_{n_{PQ}}} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_{n_{PV+PQ}}}{\partial \mathcal{G}_1} & \dots & \frac{\partial P_{n_{PV+PQ}}}{\partial \mathcal{G}_{n_{PV+PQ}}} & \frac{\partial P_{n_{PV+PQ}}}{\partial E_1} & \dots & \frac{\partial P_{n_{PV+PQ}}}{\partial E_{n_{PQ}}} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \mathcal{G}_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \mathcal{G}_{n_{PQ}}} & \frac{\partial Q_1}{\partial E_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial E_{n_{PQ}}} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_{n_{PQ}}}{\partial \mathcal{G}_1} & \dots & \frac{\partial Q_{n_{PQ}}}{\partial \mathcal{G}_{n_{PV+PQ}}} & \frac{\partial Q_{n_{PQ}}}{\partial E_1} & \dots & \frac{\partial Q_{n_{PQ}}}{\partial E_{n_{PQ}}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \mathcal{G}_1 \\ \vdots \\ \Delta \mathcal{G}_{n_{PV+PQ}} \\ \Delta E_1 \\ \vdots \\ \Delta E_{n_{PQ}} \end{bmatrix} \quad (160)$$

L'algoritmo procede iterativamente all'inversione dello Jacobiano e al calcolo dei valori aggiornati delle incognite dopo aver ricavato per ognuna di esse la variazione da imporre. Le iterazioni si arrestano qualora il massimo valore delle correzioni delle incognite scende sotto un determinato valore limite (criterio di stop  $\max \Delta x < \varepsilon$ ).

L'ottenimento dei valori delle tensione in ampiezza e fase per ciascun nodo della rete consente il successivo calcolo di tutte le grandezze elettriche di interesse, come il valore efficace delle correnti su ciascuna linea, il grado di carico di ciascun elemento di rete, le perdite attive e il consumo reattivo della rete.

Modello del trasformatore con variatore sotto carico

La costruzione della matrice delle ammettenze nodali viene eseguita considerando per ogni elemento longitudinale di rete il corrispondente doppio bipolo equivalente modellato con struttura a  $\pi$ . Poiché le reti di distribuzione, in particolare in MT, sono generalmente alimentate dalla rete a livello di tensione superiore tramite trasformatori a rapporto variabile, è opportuno modellare nella rete anche questa tipologia di doppio bipolo, costituito intuitivamente come un doppio bipolo trasformatore ideale a rapporto variabile in serie ad un doppio bipolo trasformatore reale a rapporto di trasformazione unitario (Figura 67 e Figura 68).

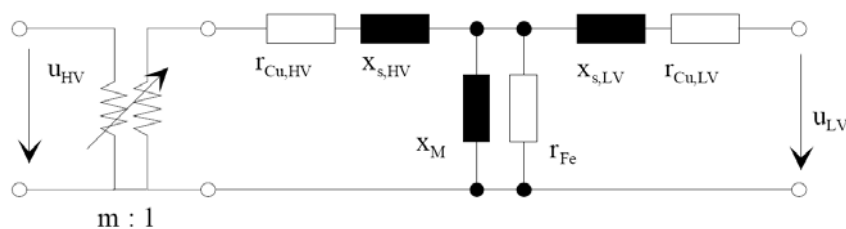


Figura 67 - Modello del trasformatore a rapporto variabile con tap changer al primario

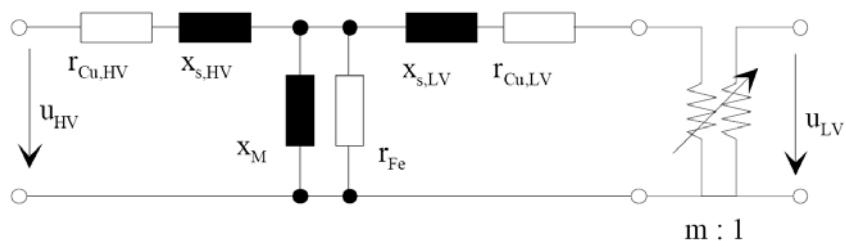


Figura 68 - Modello del trasformatore a rapporto variabile con tap changer al secondario

Facendo riferimento alla comune pratica impiantistica che, perlomeno nel contesto nazionale, posiziona sul primario il variatore sotto carico, la matrice di trasmissione del doppio bipolo è conseguentemente quella riportata in (161), intendendo con  $m$  il rapporto di trasformazione espresso in [p.u.]. Si è deciso di considerare i soli parametri longitudinali del doppio bipolo trascurando cioè le perdite a vuoto.

$$\begin{bmatrix} m & 0 \\ 0 & 1/m \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 & \dot{Z} \\ 0 & 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} m & m\dot{Z} \\ 0 & 1/m \end{bmatrix} \quad (161)$$

Nel caso di trasformatore a rapporto variabile, il valore del rapporto effettivo di trasformazione  $m$  sarà calcolabile come in (162), dove  $\Delta m$  rappresenta l'ampiezza di una variazione della posizione discreta del variatore sotto carico e  $tap$  indica la posizione attiva del VSC.

$$m = 1 + \Delta m \cdot tap \quad \text{con} \quad tap_{min} \leq tap \leq tap_{MAX} \quad (162)$$

### **Ottimizzazione del funzionamento della rete**

Riprendendo e sviluppando quanto visto nel sottocapitolo precedente, l'ottimizzazione della rete di distribuzione in presenza di GD viene ottenuta risolvendo la minimizzazione vincolata di una determinata funzione obiettivo. La soluzione del problema viene trovata per un determinato istante temporale scelto arbitrariamente, ipotizzando che l'ottimizzazione venga poi rieseguita con una cadenza prefissata (5-15-60 minuti ad esempio). Considerando per semplicità costanti le condizioni di funzionamento delle utenze e della rete durante il periodo di osservazione definito, è possibile trascurare la dipendenza temporale di ciascuna grandezza.

Nelle valutazioni di seguito riportate si farà riferimento per semplicità ad intervalli di 60 minuti, al fine di ottenere una equivalenza algebrica tra i valori di potenza istantanea, espressa in [MW], e quelli di energia complessiva nel periodo di osservazione prefissato, espressa in [MWh].

#### *Definizione della funzione obiettivo dell'ottimizzazione*

La metodologia proposta si pone come obiettivo la minimizzazione del costo complessivo per il sistema definibile come in (163). Per semplicità, sebbene siano stati mantenuti nella procedura di calcolo, sono stati considerati nulli gli apporti di costo derivanti dal mantenimento dell'affidabilità della generazione  $G_{QS}$ , dalla gestione tecnica e dalla manutenzione della rete  $N_M$  e dall'affidabilità della rete ( $N_{QS}$ ). La funzione obiettivo risulta pertanto essere definita come in (163).

$$SC = G_{FM}(\underline{g}) - B(\underline{d}) \quad (163)$$

I costi operativi di generazione  $G_{FM}$  (164), sia in termini di potenza attiva che reattiva, sono espressi in forma lineare, come somma di una componente variabile, espressa in [€/MWh] e moltiplicata per la potenza generata, e di una componente fissa, espressa in [€/h]. Tuttavia l'algoritmo sviluppato è in grado di gestire qualsiasi espressione polinomiale di prezzo di offerta della generazione.

$$G_{FM}(\underline{g}) = \sum_{j=1}^{n_{GEN}} (c_{P,v,j} \cdot g_{P,j} + c_{P,f,j} + c_{Q,v,j} \cdot g_{Q,j} + c_{Q,f,j}) \quad \begin{bmatrix} \text{€} \\ \text{h} \end{bmatrix} \quad (164)$$

In relazione al contesto normativo e regolatorio attuale e presumibile per il futuro, il contributo del nodo di saldo al valore complessivo della funzione obiettivo è stato differenziato in funzione della direzione del flusso di potenza attivo e reattivo con la rete a livello superiore di tensione:

- l'importazione di potenza attiva dalla rete a livello superiore di tensione deve essere computata come costo effettivo, similmente all'acquisizione dell'energia dai generatori dispersi (ad esempio, in configurazione di rete passiva, la fornitura dell'energia alle utenze passive deve essere acquisita dalla rete AT maggiorata delle perdite di distribuzione);

- qualora la GD localmente connessa nel sistema di distribuzione sia in grado di generare una energia maggiore rispetto alle richieste dei carichi maggiorate delle perdite di distribuzione, ovvero qualora la rete esporti energia attiva verso la rete a livello di tensione superiore, dovrà essere introdotto un termine di costo di segno negativo al fine di modellare economicamente la vendita del surplus di generazione locale. Tale sgravio economico per l'intero sistema di distribuzione potrà essere determinato a seconda delle condizioni che regolamenteranno la vendita dei surplus di energia;
- l'assorbimento di potenza reattiva di natura induttiva dalla rete a livello di tensione superiore è supposta soggetta a remunerazione, similmente a quanto considerato per la potenza e l'energia attiva. Viceversa, l'esportazione di potenza reattiva di natura induttiva verso la rete a livello di tensione superiore è supposta non remunerata. Questa ipotesi, abbinata ad un minore costo marginale della potenza reattiva generata localmente, condurrà a ricercare una compensazione locale dell'energia reattiva, con conseguente riduzione delle perdite di distribuzione, a meno della necessità di soddisfacimento dei vincoli operativi di rete e utenze.

Il beneficio dei consumatori viene calcolato soltanto in termini di potenza attiva (165), come prodotto tra una voce variabile di prezzo, espressa in [€/MWh] e l'energia attiva prelevata nell'istante temporale considerato, espressa in [MWh/h]. Per ogni punto di prelievo è quindi valutato il beneficio ricavato dall'utilizzo dell'energia acquistata, che costituisce l'offerta di acquisto della singola utenza passiva nel mercato locale dell'energia. Come detto precedentemente, ipotizzando una scarsa dipendenza del prelievo energetico rispetto al segnale di prezzo al nodo, il beneficio dei consumatori coincide con la componente variabile della tariffazione di vendita dell'energia, mentre il punto di funzionamento delle utenze passive sarebbe noto e non modificabile.

$$B(\underline{d}) = \sum_{k=1}^{n_{CAR}} (b_k \cdot d_{P,k}) \quad \left[ \frac{\text{€}}{\text{h}} \right] \quad (165)$$

#### Variabili nel processo di ottimizzazione

Il metodo di calcolo più intuitivo è quello riportato nel sotto-capitolo precedente, nel quale si considerano come variabili dell'ottimizzazione soltanto i valori di potenza attiva e reattiva iniettate ai nodi di generazione (incluso il nodo di connessione alla rete a monte secondo le regole dettagliate in precedenza) ed eventualmente i prelievi attivi e reattivi da parte delle utenze passive.

Tale approccio, sebbene formalmente corretto, si potrebbe però rivelare poco efficace all'atto dell'implementazione numerica. Questo è dovuto in primo luogo alla problematica computazionale intrinseca all'identificazione del punto di minimo della funzione obiettivo, il cui calcolo richiederebbe numerosi richiami esterni per il calcolo dei flussi di potenza al fine di verificare il rispetto di tutti i vincoli non linearmente dipendenti dalle variabili del problema.

Una seconda possibile criticità appare imputabile alle modalità con cui il solutore altera ad ogni iterazione i valori delle variabili alla ricerca del punto di ottimo. In questa formulazione, infatti, manca una diretta corrispondenza tra le variabili del problema di ottimizzazione e le altre grandezze incognite nel calcolo dei flussi di potenza (tensioni nodali in modulo e fase). Inoltre non sarebbe assicurato che ad ogni iterazione il vettore  $\underline{x}$  sia tale da soddisfare le equazioni di rete e di conseguenza potrebbero manifestarsi condizioni di funzionamento che possono condurre l'ottimizzatore ad individuare un minimo locale ma non una soluzione globalmente ottimizzata.





la regolazione avviene per tap. Di conseguenza, l'esito della prima minimizzazione contiene, in generale, un valore di  $m$  che corrisponde ad una posizione del tap changer non realmente disponibile.

Per questa ragione, si rende necessario eseguire un arrotondamento al valore intero maggiormente prossimo, sia per eccesso che per difetto, al fine di ripetere per ognuna di queste due configurazioni la minimizzazione della funzione obiettivo ( $SC_1, SC_2$ ), con rapporto di trasformazione fissato. L'esito a  $SC$  minore delle due minimizzazioni verrà scelto come risultato ottimale, purché sia in grado di verificare tutti i vincoli di rete e di utenza.

#### Inizializzazione del vettore delle variabili

Affinché l'identificazione della condizione di minimo della funzione obiettivo possa avere successo ed essere efficiente da un punto di vista computazionale, è fondamentale definire una corretta inizializzazione del vettore delle variabili, in modo che il solutore possa partire da una condizione che non sia eccessivamente dissimile da quella risultante.

Per la prima minimizzazione, eseguita con i rapporti di trasformazione liberi di variare, i valori di inizializzazione del vettore  $\underline{x}$  sono quelli risultanti dal primo calcolo dei flussi di potenza fatto con la rete nella condizione iniziale. Tale configurazione iniziale è definita dai dati considerati non variabili nell'algoritmo e dal vettore  $\underline{g}^0$  che rappresenta le delle condizioni operative dei generatori nell'istante iniziale.

Le successive minimizzazioni, svolte con rapporti di trasformazione fissati, prendono invece come vettore iniziale il risultato dell'ottimizzazione precedente eseguita con rapporti di trasformazione variabili. In questo modo si ottiene generalmente una pesante riduzione dei tempi di calcolo di queste due successive minimizzazioni rispetto al tempo impiegato per la prima ottimizzazione.

#### Definizione dei vincoli operativi

Il problema di ottimizzazione è soggetto ai vincoli riportati in (167).

$$\begin{aligned}
 g_{min,i} &\leq g_i \leq g_{MAX,i} && \forall i \\
 V_{min,i} &\leq V_i \leq V_{MAX,i} && \forall i \\
 g_{P,min,j} &\leq g_{P,j} \leq g_{P,MAX,j} && \forall j \\
 g_{Q,min,j} &\leq g_{Q,j} \leq g_{Q,MAX,j} && \forall j \\
 m_t(tap_{min}) &\leq m_t \leq m_t(tap_{MAX}) && \forall t \\
 P_i(g, V) &= g_{P,i} - d_{P,i} && \forall i \\
 P_i(g, V) &= g_{Q,i} - d_{Q,i} && \forall i \\
 I_{p,h}(g, V) &\leq I_{MAX,h} && \forall h \\
 I_{a,h}(g, V) &\leq I_{MAX,h} && \forall h \\
 g_{P,GD} &\leq g_{P,GD,crit} \\
 g_{Q,GD} &\leq g_{Q,GD,crit}
 \end{aligned} \tag{167}$$

È possibile verificare come tutte le componenti del vettore  $\underline{x}$  risultino limitate sia inferiormente che superiormente da limiti tecnici di rete (vincoli sulle tensioni e sul rapporto di trasformazione) o di utenza (vincoli sulle massime e minime generazioni ammesse per le unità GD).

Mentre il vincolo sui moduli delle tensioni a tutti i nodi della rete è necessario a garantire la qualità della fornitura alle utenze, il vincolo agente sull'angolo di sfasamento è particolarmente blando e mai stringente, con eccezione del nodo di saldo, dove viene imposto (ad esempio al valore nullo). Il vincolo stretto sull'ampiezza delle tensioni nodali è agente in forma di uguaglianza sul nodo di saldo (dove viene imposto un valore di tensione costante) e sui nodi di tipo PV, se presenti nella rete.

A differenza di quanto descritto nella trattazione della teoria di base in merito alla formazione dei prezzi spot, la generalizzazione condotta porta a considerare alcuni dei vincoli distintamente sia per la potenza attiva che per quella reattiva, in particolare i vincoli relativi ai bilanci di potenza, al valore critico della generazione e ai limiti di ciascuna unità di generazione. Tutti i vincoli posti sono singolarmente definibili su ciascun componente di rete (nodo, linea, utenza attiva e passiva, trasformatori), eventualmente in modo differenziato per il singolo componente.

L'espressione internalizzata dei vincoli consente un implicito vantaggio computazionale, in quanto ad ogni iterazione essi possono essere facilmente verificati all'interno dell'ottimizzatore senza richiedere la risoluzione esterna di calcoli di LF. Ad ogni  $u$ -esima iterazione è infatti possibile estrarre i valori dei rapporti di trasformazione dal vettore  $\underline{x}^k$  ed aggiornare la matrice delle ammettenze nodali. Dal vettore delle variabili da ottimizzare è inoltre possibile ricavare il vettore delle tensioni nodali in modulo e fase e calcolare la potenza complessa iniettata in ciascun nodo della rete come in (168).

$$S_n = \text{diag}(V_n) \cdot \tilde{I}_n = \text{diag}(V_n) \cdot (\tilde{Y}_n \cdot \tilde{V}_n) \quad (168)$$

In particolare, l'internalizzazione del vincolo sul bilancio di potenza consente di verificare tale equilibrio per ogni singolo nodo della rete, evitando la valutazione complessiva a consuntivo la quale necessitava peraltro della computazione delle perdite di distribuzione. Dalla formulazione precedente delle potenze iniettate in ciascun nodo è infatti possibile ridefinire i vincoli di bilancio energetico locale come in (169).

$$\begin{cases} g_p = d_p + L_p(\mathcal{G}, V) \\ g_Q = d_Q + L_Q(\mathcal{G}, V) \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} \Re[S_i(\mathcal{G}, V)] = g_{P,i} - d_{P,i} & \forall i \\ \Im[S_i(\mathcal{G}, V)] = g_{Q,i} - d_{Q,i} & \forall i \end{cases} \quad (169)$$

I vincoli sulla massima portata delle linee vengono ora espressi in funzione del valore efficace della corrente anziché in funzione della sola componente attiva come proposto nel metodo base applicato ai sistemi AT. Tali vincoli vengono internamente verificati sia in partenza che in arrivo di ciascuna linea introducendo direttamente nell'algorithm l'espressione analitica delle equazioni che permettono di calcolare i flussi di potenza. Per ogni doppio bipolo equivalente all' $h$ -esima linea è possibile esprimere la corrente in partenza ed in arrivo in forma fasoriale mediante la matrice delle ammettenze nodali del doppio bipolo stesso e le tensioni ai suoi estremi (170)

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_p \\ \underline{I}_a \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{Y}_{pp,h} & \dot{Y}_{pa,h} \\ \dot{Y}_{ap,h} & \dot{Y}_{aa,h} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{V}_p \\ \underline{V}_a \end{bmatrix} \quad (170)$$

Ai fini del calcolo, note le matrici delle ammettenze nodali di tutte le linee, sono state definite due matrici alle ammettenze di dimensioni  $l \times n$  come in (171) e (172), posizionando per ogni riga

due elementi della matrice delle ammettenze nodali, collocati nella colonna corrispondente al nodo di connessione. Risulta così immediato calcolare le correnti al nodo di partenza e a quello di arrivo di ciascuna linea come in (173).

$$\dot{Y}_p = \begin{bmatrix} \dot{Y}_{pp,1} & \dot{Y}_{pa,1} & & \\ & \dots & & \\ & \dot{Y}_{pp,h} & \dot{Y}_{pa,h} & \\ & & \dots & \\ & & \dot{Y}_{pp,l} & \dot{Y}_{pa,l} \end{bmatrix} \quad (171)$$

$$\dot{Y}_a = \begin{bmatrix} \dot{Y}_{ap,1} & \dot{Y}_{aa,1} & & \\ & \dots & & \\ & \dot{Y}_{ap,h} & \dot{Y}_{aa,h} & \\ & & \dots & \\ & & \dot{Y}_{ap,l} & \dot{Y}_{aa,l} \end{bmatrix} \quad (172)$$

$$\begin{aligned} I_p &= \dot{Y}_p \cdot V_n \\ I_a &= \dot{Y}_a \cdot V_n \end{aligned} \quad (173)$$

A mezzo delle considerazioni effettuate e delle formulazioni introdotte, è possibile formulare anche i vincoli sulle correnti di linea in partenza e in arrivo in maniera internalizzata al risolutore come in (174).

$$\begin{aligned} |I_{p,h}(\mathcal{G}, V)| &\leq I_{MAX,h} \\ |I_{a,h}(\mathcal{G}, V)| &\leq I_{MAX,h} \end{aligned} \quad (174)$$

Ai fini dell'implementazione numerica del problema di ottimizzazione è utile distinguere i vincoli considerati secondo quattro diverse tipologie:

- estremi del range di variazione di una variabile (in particolare vincoli di massimo e minimo sfasamento angolare, massima e minima tensione, massima e minima generazione attiva, massima e minima generazione reattiva, massimo e minimo rapporto di trasformazione).
- vincoli lineari di disuguaglianza (vincoli di generazione critica attiva e reattiva da impianti GD).
- vincoli non lineari di uguaglianza (vincoli di bilancio di potenza ai singoli nodi).
- vincoli non lineari di disuguaglianza (vincoli di portata sulle singole linee).

Durante la risoluzione del problema di minimizzazione, essendo la risoluzione di tipo numerico, i vincoli sono considerati attivi con una certa tolleranza  $\varepsilon$ , in particolare un generico vincolo di uguaglianza  $c(\underline{x})=0$  si considera attivo e rispettato se vale la seguente relazione (175).

$$-\varepsilon \leq c(\underline{x}) \leq +\varepsilon \quad (175)$$

In modo analogo, due generici vincoli di disuguaglianza  $c_1(\underline{x}) < 0$  e  $c_2(\underline{x}) > 0$  sono considerati stringenti se valgono le condizioni riportate in (176).

$$\begin{aligned} 0 - \varepsilon < c_1(\underline{x}) < 0 \\ 0 < c_2(\underline{x}) \leq 0 + \varepsilon \end{aligned} \quad (176)$$

L'ottimizzazione, qualora perseguibile in relazione al livello di severità dei vincoli considerati, risulta conclusa quando tutti i vincoli sono rispettati (tenendo conto della tolleranza a loro abbinata) e contemporaneamente il valore della funzione obiettivo o quello di tutte le variabili da ottimizzare non subiscono, fra due iterazioni consecutive, variazioni superiori ad un valore prefissato, che funge da criteri di arresto della procedura di calcolo.

Se al contrario si verificano casi in cui una delle ultime due condizioni non sia rispettata, allora quella che si ottiene è una stima della soluzione, ma con una precisione inferiore a quella richiesta. Viceversa, se a non essere rispettati sono i vincoli di funzionamento, l'algoritmo si arresta dopo un numero massimo di iterazioni e di valutazioni della funzione obiettivo, individuando l'impossibilità di pervenire ad una minimizzazione vincolata corretta.

### Formulazione analitica del problema

Il problema di ottimizzazione, soggetto ai vincoli sopra descritti, si pone come obiettivo la definizione del vettore  $\underline{x}$  che minimizza il social cost complessivo  $SC$  (177)

$$\min_{\underline{x}}(SC) \quad (177)$$

La formulazione del lagrangiano, ripresa dalla formulazione indicata dalla teoria di base, è soggetta ad una generalizzazione in funzione delle ipotesi e dei vincoli introdotti nel problema al fine di rendere il metodo applicabile al contesto dei sistemi di distribuzione (178).

$$\begin{aligned} \Omega = G(\underline{x}) + N(\underline{x}) - B(\underline{x}) + \\ + \sum_i \mu_{P,e,i} \cdot [P_i(\mathcal{G}, V) - g_{P,i} + d_{P,i}] + \sum_i \mu_{Q,e,i} \cdot [Q_i(\mathcal{G}, V) - g_{Q,i} + d_{Q,i}] \end{aligned} \quad (178)$$

I termini indicati nella formulazione precedente sono formulabili come in (179), (180) e (181).

$$\begin{aligned} G(\underline{x}) = \text{costi e vincoli di generazione} = \\ = G_{FM}(\underline{g}) + \mu_{P,GD,MAX} \cdot (g_{P,GD} - g_{P,GD,crit}) + \mu_{Q,GD,MAX} \cdot (g_{Q,GD} - g_{Q,GD,crit}) + \\ + \sum_j \mu_{P,min,j} \cdot (g_{P,min,j} - g_{P,j}) + \sum_j \mu_{P,MAX,j} \cdot (g_{P,j} - g_{P,MAX,j}) + \\ + \sum_j \mu_{Q,min,j} \cdot (g_{Q,min,j} - g_{Q,j}) + \sum_j \mu_{Q,MAX,j} \cdot (g_{Q,j} - g_{Q,MAX,j}) + \end{aligned} \quad (179)$$

$$\begin{aligned} N(\underline{x}) = \text{vincoli di rete} = \\ = \sum_i \mu_{g,min,i} \cdot (g_{min,i} - g_i) + \sum_i \mu_{g,MAX,i} \cdot (g_i - g_{MAX,i}) + \\ + \sum_i \mu_{V,min,i} \cdot (V_{min,i} - V_i) + \sum_i \mu_{V,MAX,i} \cdot (V_i - V_{MAX,i}) + \\ + \sum_h \mu_{Ip,MAX,h} \cdot [I_{p,h}(\mathcal{G}, V) - I_{MAX,h}] + \sum_h \mu_{Ia,MAX,h} \cdot [I_{a,h}(\mathcal{G}, V) - I_{MAX,h}] + \\ + \sum_t \mu_{m,min,t} \cdot (m_{min,t} - m_t) + \sum_t \mu_{m,MAX,t} \cdot (m_t - m_{MAX,t}) \end{aligned} \quad (180)$$

$$\begin{aligned} B(\underline{d}) = \text{beneficio dei consumatori} = \\ = \sum_k b_k \cdot d_{P,k} \end{aligned} \quad (181)$$

L'annullamento delle derivate del lagrangiano calcolate rispetto a ciascuna componente del vettore  $\underline{x}$ , poste a sistema con le equazioni dei vincoli e con le equazioni di Karush-Kuhn-Tucker, consente la determinazione dei valori delle variabili da ottimizzare che minimizzano il costo complessivo per il sistema e conseguentemente anche il valore di tutti i moltiplicatori di Lagrange e di Kuhn-Tucker che compaiono nella formulazione del lagrangiano. Il risolutore è stato implementato al fine di ottenere tra i risultati dell'ottimizzazione una struttura dati denominata  $\Lambda^{ott}$  contenente tutti i valori di tali moltiplicatori ad ottimizzazione perseguita, secondo l'organizzazione riportata in Tabella 20. Il salvataggio esterno dei valori dei moltiplicatori è necessario per la successiva computazione dei prezzi nodali dell'energia.

**Tabella 20 – Nomenclatura utilizzata per i moltiplicatori**

Tipologia di vincolo	Moltiplicatore associato	
Limiti di variazione ammessi per le incognite	$\mu_{V,min,i}$	$i = 1, \dots, n$
	$\mu_{V,MAX,i}$	
	$\mu_{P,min,j}$	$j = 1, \dots, n_{GEN}$
	$\mu_{P,MAX,j}$	
	$\mu_{Q,min,j}$	
	$\mu_{Q,MAX,j}$	
Vincoli lineari di disuguaglianza	$\mu_{P,GD,MAX}$	
	$\mu_{Q,GD,MAX}$	
Vincoli non lineari di uguaglianza	$\mu_{P,e,i}$	$i = 1, \dots, n$
	$\mu_{Q,e,i}$	
Vincoli non lineari di disuguaglianza	$\mu_{Ip,MAX,h}$	$h = 1, \dots, l$
	$\mu_{Ia,MAX,h}$	

Si osserva infine che la computazione numerica potrebbe comportare condizioni di attivazione di un vincolo anche qualora il moltiplicatore ad esso associato risulti nullo. Poiché il valore del moltiplicatore rappresenta l'ampiezza di variazione della funzione obiettivo qualora si accettasse di superare il vincolo di un valore unitario, la condizione di moltiplicatore nullo con vincolo attivato è sintomo di invarianza della funzione obiettivo al vincolo attivato. In altre parole, pur se il parametro di rete su cui agisce il vincolo è prossimo al suo valore limite di funzionamento, l'allargamento di tale vincolo non comporterebbe direttamente una riduzione del social cost complessivo. Tale condizione si può verificare, ad esempio, qualora siano contemporaneamente attivi più vincoli e, pur rimuovendone uno, la configurazione di rete non può essere migliorata perché comunque gli altri vincoli attivi non lo consentono.

### **Determinazione dei prezzi spot nelle reti attive di distribuzione**

La disponibilità dei valori dei singoli moltiplicatori organizzati nella struttura  $\Lambda^{ott}$  consente la determinazione di ogni componente del prezzo nodale dell'energia. Secondo la definizione di base della teoria dei prezzi spot, la determinazione del prezzo spot al nodo k-esimo sarebbe valutata in funzione della sola richiesta attiva come in (182).

$$\rho_{P,k} = \mu_{P,e} + \eta_{P,L,k} + \eta_{P,I_{MAX},k} + \eta_{P,V_{min},k} + \eta_{P,V_{MAX},k} \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] \quad (182)$$

Il termine  $\mu_{P,e}$  è il moltiplicatore di Lagrange relativo al bilancio globale della potenza attiva, mentre è indicata con  $\eta_{P,L,k}$  la componente di costo che tiene in considerazione le perdite attive in rete, causate dal prelievo di energia al nodo k-esimo (183).

$$\eta_{P,L,k} = \mu_{P,e} \cdot \frac{\partial L_p(\mathbf{x})}{\partial d_{P,k}} \quad (183)$$

Alla luce delle ipotesi condotte nella generalizzazione del problema che è stata condotta al fine di applicare la teoria al contesto dei sistemi di distribuzione, in particolare in conseguenza dell'internalizzazione dei vincoli nel processo di minimizzazione del social cost  $SC$ , il valore del moltiplicatore di Lagrange relativo al bilancio energetico globale sarebbe esprimibile come in (184).

$$\mu_{P,e} = \lambda + \mu_{P,GD,MAX} \quad (184)$$

Il parametro  $\lambda$  rappresenta il lambda di sistema e si riferisce alla sensitività del costo di generazione dell'intero sistema ad una variazione del carico totale connesso alla rete. Tuttavia la perturbazione introdotta nel sistema al variare della domanda di un carico è fortemente dipendente dalle perdite che tale domanda causa e quindi dalla collocazione del carico nella rete.

Lo svolgimento della trattazione in termini di un bilancio di energia unico e complessivo per l'intero sistema sembra avere senso soltanto quando si trascuri la presenza della rete e si considerino carichi e generatori tutti connessi alla stessa sbarra equivalente.

L'approccio seguito nell'algoritmo implementato si differenzia in maniera sensibile poiché le equazioni di bilancio energetico vengono riportate per ogni nodo all'interno del problema di minimizzazione vincolata, cosicché i moltiplicatori risultanti contengono già anche le informazioni sulla componente di costo legata alle perdite, la quale è attribuita all'utenza connessa al nodo considerato, ovvero al nodo k-esimo (185).

$$\mu_{P,e,k} = \mu_{P,e} + \mu_{P,e} \cdot \frac{\partial L_p(\mathbf{x})}{\partial d_{P,k}} \quad (185)$$

Alla luce di quanto affermato, l'espressione finale del prezzo nodale risulta essere quella riportata in (186). I termini successivi al primo possono essere espressi come nelle formulazioni (187), (188) e (189).

$$\rho_{P,k} = \mu_{P,e,k} + \eta_{P,I_{MAX},k} + \eta_{P,V_{min},k} + \eta_{P,V_{MAX},k} \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] \quad (186)$$

$$\eta_{P,I_{MAX},k} = \sum_h \left[ \max(\mu_{I_p,MAX,h}, \mu_{I_a,MAX,h}) \cdot \frac{\partial I_h(\mathbf{x})}{\partial d_{P,k}} \right] \quad (187)$$

$$\eta_{P,V_{min},k} = -\sum_i \left[ \mu_{V,min,i} \cdot \frac{\partial V_i(\mathbf{x})}{\partial d_{P,k}} \right] \quad (188)$$

$$\eta_{P,V_{MAX},k} = \sum_i \left[ \mu_{V,MAX,i} \cdot \frac{\partial V_i(\underline{x})}{\partial d_{P,k}} \right] \quad (189)$$

La determinazione delle componenti di costo appena descritte necessita la conoscenza dei valori dei vari moltiplicatori, oltre che delle derivate parziali delle correnti di linea e delle tensioni nodali, calcolate rispetto alla domanda al nodo k-esimo. È quindi necessario conoscere come variano tali grandezze al variare della potenza assorbita al nodo.

Il principio di equità degli esborsi e delle remunerazioni che ispira l'intera teoria dei prezzi nodali rimane valido anche a valle della generalizzazione elaborata, di conseguenza si otterrebbe una formulazione analoga del prezzo nodale anche se questo venisse calcolato come prezzo di generazione al medesimo nodo k-esimo.

Come noto, poiché le tensioni nodali e le correnti di linea dipendono in maniera non lineare dai prelievi o dalle iniezioni di potenza attiva e reattiva in ciascun nodo della rete, il calcolo delle loro derivate parziali è svolto a mezzo di una linearizzazione di ciascuna funzione nell'intorno del punto di funzionamento individuato dall'ottimizzatore. In particolare il calcolo delle derivate parziali richiede l'esecuzione iterativa di numerosi calcoli di LF, al fine di monitorare l'ampiezza della variazione della grandezza di cui si sta calcolando la derivata conseguente all'imposizione di una piccola variazione alla grandezza rispetto alla quale viene calcolata la derivata parziale (in questo caso la potenza attiva richiesta al nodo k-esimo).

È stato scelto come ampiezza della variazione imposta ai termini  $d_{P,k}$  un intervallo pari al 1% della potenza nominale del carico. Sono stati effettuati anche test di validazione facendo uso di intervalli di variazione di ampiezza maggiore (fino a 5%) e minore (fino a 0,1%), dai quali è stato possibile verificare una sostanziale invarianza del calcolo dei prezzi spot in funzione dell'intervallo di perturbazione introdotto. Questa considerazione appare peraltro piuttosto logica in relazione al livello di frammentazione del carico complessivo nei sistemi di distribuzione, generalmente caratterizzati dalla presenza di un elevato numero di utenze passive.

Il valore del prezzo spot è stato determinato anche in corrispondenza di nodi di rete dove non siano connesse utenze né attive che passive. Tale valore di prezzo locale dell'energia potrebbe risultare interessante al fine di valutare la convenienza economica di un eventuale allacciamento di nuovi carichi o impianti GD. Per i nodi ai quali non sono connesse utenze, la perturbazione iniettata in rete per la determinazione delle derivate parziali è stata fissata arbitrariamente pari ad 1 kW (ed analogamente pari a 1 kvar per la determinazione del costo dell'energia reattiva).

La generalizzazione sviluppata consente di ottenere per la quantificazione economica delle richieste e delle forniture di energia reattiva una formulazione (190) analoga a quella esplicitata precedentemente per l'energia attiva.

$$\rho_{Q,k} = \mu_{Q,e,k} + \eta_{Q,I_{MAX},k} + \eta_{Q,V_{min},k} + \eta_{Q,V_{MAX},k} \left[ \frac{\text{€}}{\text{Mvar}} \right] \quad (190)$$

Le esplicitazioni matematiche dei singoli termini contenuti nella formulazione precedente sono analoga a quelle riportate in (187), (188) e (189), laddove si sostituisca il pedice "Q" al pedice "P".

## APPLICAZIONE DELLA METODOLOGIA SVILUPPATA ALLA RETE DI RIFERIMENTO

### Ipotesi preliminari

La metodologia sviluppata è stata implementata per la risoluzione del problema di analisi e regolazione del funzionamento di un sistema attivo di distribuzione, al fine di dimostrare le potenzialità e le modalità applicative dell'implementazione della teoria spot pricing. La rete test di riferimento impiegata, riportata in Figura 69, consente di evidenziare in maniera evidente alcune delle problematiche che si potrebbero presentare in una rete con elevata penetrazione di GD dispersa in maniera disomogenea lungo le linee di distribuzione. In particolare, il metodo è in grado di minimizzare il costo complessivo per l'alimentazione delle utenze, supposte economicamente rigide (ovvero caratterizzate da assorbimenti di potenza non dipendenti dal segnale di costo al nodo di connessione), a fronte dei vincoli per il normale funzionamento della rete e delle utenze connesse. Nel dettaglio, sono stati analizzati gli effetti della presenza dei vincoli di tensione, di portata delle linee e di massimo interscambio di potenza ammesso tra la rete di distribuzione e la rete a livello di tensione superiore.

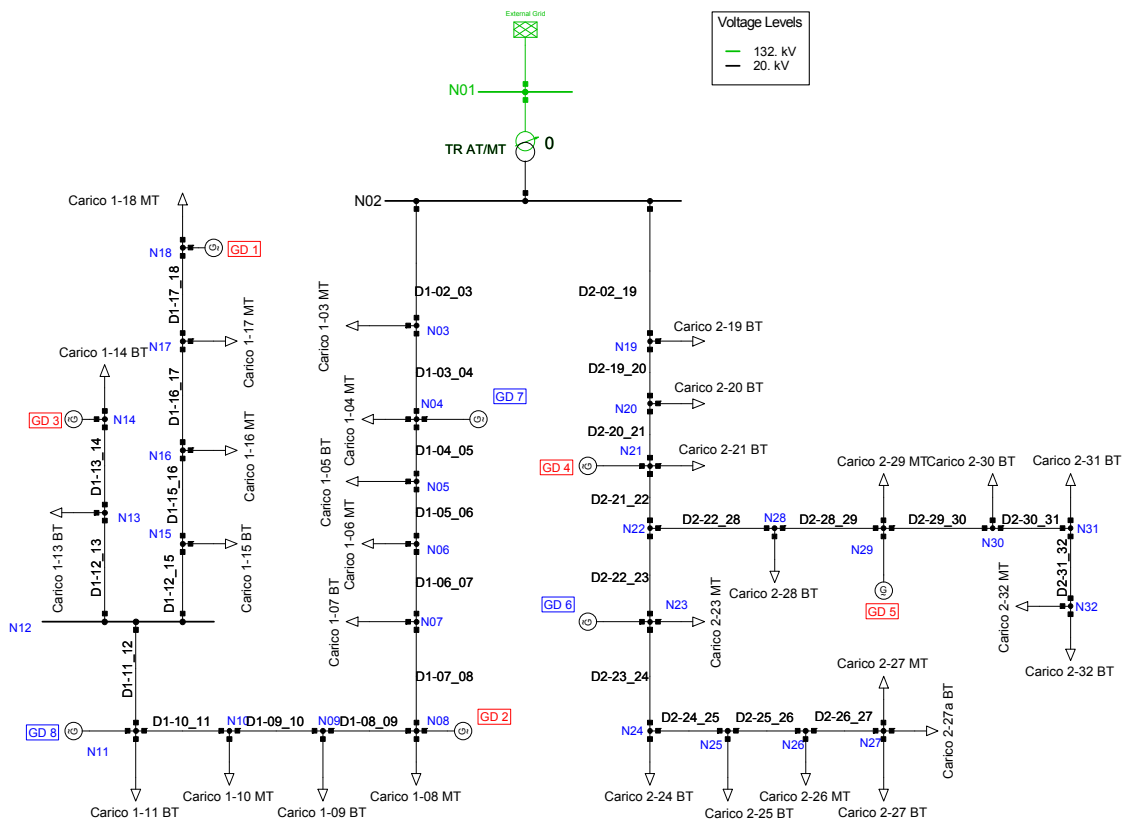


Figura 69 - Schema unifilare della rete test di riferimento

Con le simulazioni di seguito riportate si intende dimostrare l'elevata valenza tecnica e gestionale di un approccio spot pricing e in particolare la capacità di tale teoria di quantificare ed assegnare ai singoli nodi i surplus di costo dell'energia legati al funzionamento del sistema di distribuzione e delle utenze connesse, alle perdite di rete e al rispetto dei vincoli operativi di funzionamento.



Inoltre, la definizione di una struttura di prezzi differenziati per i diversi punti della rete potrebbe rivelarsi un valido strumento per guidare le unità di generazione e i punti di prelievo verso un comportamento maggiormente virtuoso, al fine di conseguire un vantaggio economico quantificabile sia per il singolo impianto che per l'intero sistema. In funzione di una accurata analisi delle dinamiche di costo che vengono a presentarsi nell'intero sistema di distribuzione, infatti, le utenze attive e passive potranno dapprima andare a individuare i punti di allacciamento alle rete maggiormente convenienti secondo un criterio trasparente di costo e successivamente modulare i propri diagrammi di scambio di energia con la rete al fine di massimizzare la propria economica di gestione.

Di seguito si riportano brevemente alcune caratteristiche salienti del sistema di distribuzione modellato, al fine di evidenziare come tali parametri di maggiore importanza impattino sui risultati conseguibili attraverso la tecnica di gestione spot pricing.

La rete MT riportata nella figura precedente è composta da una alimentazione equivalente al sistema a livello di tensione superiore, da un trasformatore abbassatore dotato di variatore sotto carico e da un complesso di due feeder a struttura radiale, il primo (D1) costituito principalmente da linee in cavo di sezione elevata e il secondo (D2) composto in buona parte da linee aeree e comunque di sezioni alquanto modeste. Sono riportate in Tabella 21 le caratteristiche salienti delle linee che modellano i due feeder, dalle quali si evince come le linee aeree siano generalmente caratterizzate da una minore portata e da un maggiore rapporto  $X/R$ . Viceversa, soprattutto nelle linee in cavo si assiste ad una forte influenza della distribuzione dei transiti di potenza attiva sulla formazione dei profili di tensione a causa di rapporti equivalente  $X/R$  decisamente inferiori anche qualora vengano adottate sezioni generose.

**Tabella 21 - Parametri chilometrici delle linee adottate per la modellazione della rete**

Costruzione	Tipologia	$V_n$ [kV]	Portata [kA]	$r_1$ [ $\Omega$ /km]	$x_1$ [ $\Omega$ /km]	$c_1$ [ $\mu$ F/km]
Linee aeree	Cu 35 mmq	20	0,180	0,5191	0,386	0,009
	Cu 50 mmq	20	0,235	0,3519	0,385	0,009
	Cu 70 mmq	20	0,280	0,2680	0,366	0,010
Linee in cavo	Al 95 mmq	20	0,200	0,3200	0,1275	0,290
	Al 150 mmq	20	0,280	0,2057	0,1199	0,340
	Al 240 mmq	20	0,400	0,1248	0,1053	0,360

I carichi sono rappresentati come assorbimenti costanti di potenza attiva e reattiva anche se il modello sviluppato potrebbe essere perfezionato esprimendo le richieste di potenza attiva e reattiva in funzione della tensione del nodo a cui i carichi sono connessi. Nel dettaglio, i carichi del feeder D1 richiedono complessivamente 7,6 MW e 3,9 Mvar, mentre quelli afferenti al feeder D2 5,4 MW e 3,1 Mvar. Le caratteristiche tecniche e funzionali dei generatori distribuiti connessi alla rete sono riportate in Tabella 22.

I limiti tecnici di funzionamento di ciascun generatore, fornibili generalmente a mezzo di una curva di capability che definisce i punti di funzionamento ammissibili nel piano P-Q, sono stati caratterizzati individualmente per la generazione di potenza attiva e per lo scambio di potenza reattiva. In particolare, per ciascun generatore, nota la taglia espressa in [MVA], tali limiti sono stati scelti come in (191).

$$\begin{cases} P = (30 \div 100)\% S_n \\ Q = (-10 \div 20)\% S_n \end{cases} \quad (191)$$

**Tabella 22 - Taglie, set-point iniziali e limiti operativi degli impianti GD**

Feeder	Nome	Nodo	$S_n$ [MVA]	$g_p^0$ [MW]	$g_Q^0$ [Mvar]	$\cos\varphi^0$	$g_{P,min}$ [MW]	$g_{P,MAX}$ [MW]	$g_{Q,min}$ [Mvar]	$g_{Q,MAX}$ [Mvar]
D1	GD7	4	7,5	6,75	0	1	2,25	7,50	-1,50	1,50
	GD2	8	3,5	3,15	2,36	0,8	1,05	3,50	-0,70	0,70
	GD8	11	7,5	6,75	0	1	2,25	7,50	-1,50	1,50
	GD3	14	3,5	3,15	2,36	0,8	1,05	3,50	-0,70	0,70
	GD1	18	7,5	6,75	5,06	0,8	2,25	7,50	-1,50	1,50
Totale feeder D1			29,5	26,55	9,79		8,85	29,5	-5,90	5,90
D2	GD4	21	3,5	3,15	0	1	1,05	3,50	-0,70	0,70
	GD6	23	7,5	6,75	0	1	2,25	7,50	-1,50	1,50
	GD5	29	3,5	3,15	0	1	1,05	3,50	-0,70	0,70
Totale feeder D2			14,5	13,05	0		4,35	14,5	-2,90	2,90
Totale rete			44,0	39,60	9,79		13,20	44,0	-8,80	8,80

Nella logica di regolazione di tipo spot pricing basata su un meccanismo di libero mercato, caratterizzata dalla presenza di utenze private non direttamente controllabili dal distributore, non è necessario conoscere le funzioni di costo di ciascun generatore e i benefici specifici di ciascuna utenza. Il meccanismo è infatti basato esclusivamente su un meccanismo di offerte di prezzi alle quali viene proposta la generazione e richiesto il prelievo.

Sebbene ogni soggetto che si affacci al mercato locale della distribuzione sia libero di definire le proprie offerte di vendita e prelievo in maniera indipendente, tali prezzi d'offerta, tipicamente espressi in [c€/kWh] o in modo equivalente in [€/MWh], sono in questa fase stimati a partire dai costi tipici di alcune tipologie di generazione, diminuiti di una quantità assimilabile al valore medio del certificato verde nel caso di impianti a fonte rinnovabile ed incrementati del margine di guadagno che un produttore richiede (Tabella 23). I corrispondenti prezzi per lo scambio di energia reattiva tra i generatori e la rete sono stati assunti pari all'80% di quelli a cui viene offerta l'energia attiva.

**Tabella 23 - Tecnologie produttive e prezzi d'offerta dei generatori distribuiti**

Nome	Nodo	Tipologia di generazione ipotizzata	Prezzo di offerta [€/MWh]
GD1	18	Combustione interna da biogas	79
GD6	23		
GD7	4	Eolico allacciato in MT	81
GD8	11		
GD4	21		
GD2	8	Idroelettrico a basso salto	86
GD3	14		
GD5	29		

Il prezzo dell'energia attiva acquistata dalla rete è invece fissato a 120 €/MWh, corrispondente al valore medio del prezzo di borsa nel 2007 nelle ore di punta maggiorato di una quota alla quale si imputano i costi di trasmissione. Per la vendita di energia elettrica dalla rete di distribuzione verso la rete a livello superiore di tensione è ipotizzata una remunerazione pari a 100 €/MWh.

La rete test, rappresentativa di un contesto di distribuzione con elevata penetrazione di impianti GD, è stata soggetta ad una serie di simulazioni basate sull'applicazione della teoria spot pricing, al fine di verificare l'impatto in termini tecnici, economici e gestionali della presenza degli usuali vincoli operativi di funzionamento della rete. Per ogni configurazione analizzata, al variare della severità dei vincoli considerati, vengono riportati i risultati più significativi, in particolare la configurazione di rete ottimizzata raffrontata con quella iniziale, il valore del costo complessivo per il sistema soggetto ai vincoli imposti e la distribuzione dei prezzi nodali dell'energia.

### **Ottimizzazione vincolata al variare delle condizioni di rete**

In questa sezione si riportano i risultati ottenuti applicando il metodo sviluppato a diverse modalità operative di funzionamento della rete di distribuzione, in particolare sono stati affrontati gli scenari di rete passiva, rete a distribuzione disomogenea di impianti GD e rete completamente attiva.

In questa sezione, in merito ai vincoli imposti all'ottimizzazione, oltre a quelli propri legati al corretto funzionamento delle unità GD, si ammette un livello di carico massimo delle linee pari alla corrispondente portata nominale e una variazione tollerata delle tensioni nell'intervallo  $\pm 5\%$  rispetto al valore nominale. Infine, come vincolo sulla massima produzione complessiva degli impianti di generazione distribuita è stato scelto il 95% della massima potenza erogabile, attiva e reattiva. Il rapporto di trasformazione nello scenario iniziale è supposto pari al proprio valore nominale.

#### Rete passiva

Le attuali modalità di regolazione della rete consentono un buon controllo del sistema di distribuzione in assenza di impianti di generazione allacciati. Questa considerazione è verificata dall'applicazione del metodo spot pricing a questa modalità di funzionamento del sistema di distribuzione.

Sebbene la configurazione iniziale della rete, con il trasformatore abbassatore in CP funzionante con il rapporto di trasformazione nominale, non sia in grado di regolare adeguatamente i profili di tensione, la semplice regolazione del tap attivo consente il rispetto di tali vincoli operativi. Questo deriva dalla limitata escursione di tensione tra il nodo a valore maggiore (che in configurazione passiva corrisponde alla sbarra MT di CP, ovvero al nodo 2 – 0,9707 p.u.) e quello a tensione minore (nodo 27 – 0,9158 p.u.), pari al 5,48%. D'altro canto, in assenza di impianti di generazione allacciati alla rete e supponendo una elevata rigidità della domanda ai segnali di prezzo, l'unica variabile ottimizzabile è la posizione attiva del variatore sotto carico.

Essendo la rete dimensionata per garantire adeguatamente l'esercizio passivo, non sussistono problematiche correlate alla violazione della portata dei diversi tratti di linea (le correnti effettivamente circolanti si attestano al massimo al 65% delle portate dei corrispondenti tratti di linea).

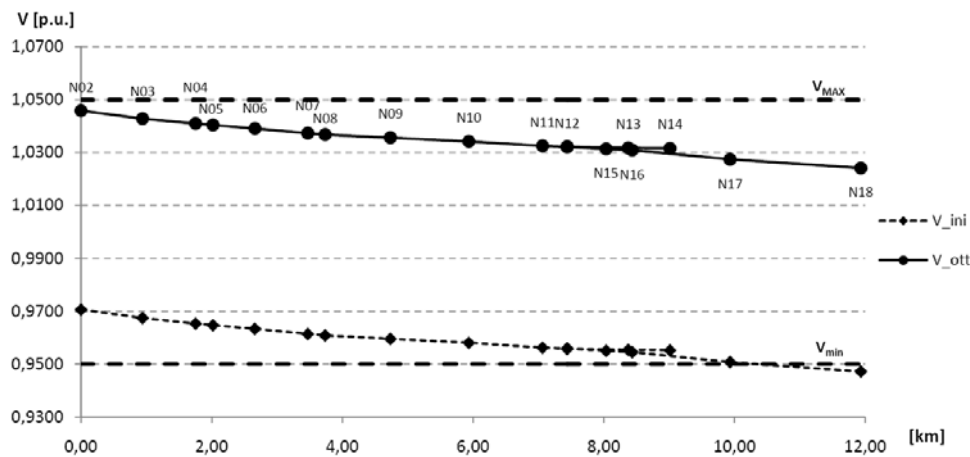
In Tabella 24 è indicato il risultato della prima ottimizzazione (eseguita considerando il tap come variabile continua) e le successive valutazioni condotte con i valori interi di tap maggiormente prossimi al valore ottimizzato. In corsivo è indicata la modalità operativa ottimale in quanto in grado di soddisfare i vincoli posti e di minimizzare il social cost. Qualora una delle valutazioni delle condizioni di funzionamento della rete con tap intero conduca alla violazione dei vincoli, tale modalità di funzionamento della rete deve essere esclusa (esito negativo) sebbene a social cost inferiore. La funzione obiettivo complessivamente si riduce grazie all'ottimizzazione

conseguita dagli iniziali 1537,22 €/h a 1505,57 €/h, mentre si ottiene un calo delle perdite complessive da 297,55 kW a 252,20 kW.

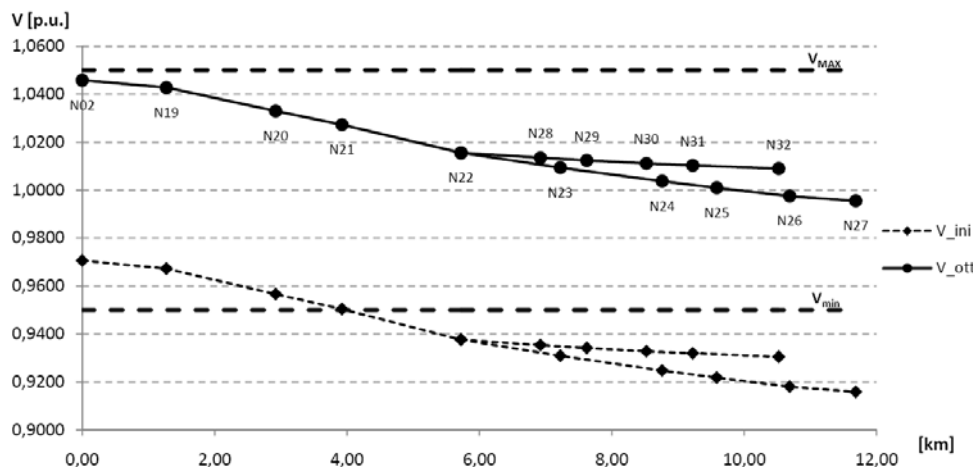
Nella stessa tabella si forniscono anche alcuni dettagli computazionali derivanti dall'applicazione del metodo proposto, in particolare il numero di iterazioni eseguite dall'ottimizzatore e il tempo di calcolo richiesto.

**Tabella 24 - Risultati dell'ottimizzazione nel caso di rete passiva**

N. ottimizzazione	Tap ottimale	Rapporto di trasformazione [p.u.]	SC [€/h]	Numero di iterazioni	Tempo [s]	Esito
1	-9,464	0,9290	1503,96	4	1,911	<input checked="" type="checkbox"/>
2	-9	0,9325	1505,57	3	0,527	<input checked="" type="checkbox"/>
3	-10	0,9250	1503,39	3	0,526	no



**Figura 70 - Profili di tensione con rete passiva, feeder D1**



**Figura 71 - Profili di tensione con rete passiva, feeder D2**

I profili di tensione dei due feeder in configurazione passiva sono riportati in Figura 70 e Figura 71. È stata utilizzata la rappresentazione tratteggiata per i risultati della condizione iniziale non ottimizzata, mentre le modalità operative della rete a valle dell'ottimizzazione sono riportate con tratto continuo. È possibile notare come la sola azione sul variatore sotto carico comporti una sostanziale traslazione dei profili di tensione, senza modificarne in maniera sensibile la forma.

Si riportano invece in Figura 72 e Figura 73 gli andamenti dei prezzi nodali dell'energia, differenziati in funzione della componente attiva e di quella reattiva scambiabile con la rete. Poiché nella configurazione ottimizzata non risultano attivi vincoli di rete (limiti di portata o limiti di massima/minima tensione), i prezzi nodali risultano pari al valore dell'energia prelevata dalla rete a livello di tensione superiore, maggiorati delle componenti imputabili alle perdite.

È quindi possibile verificare come, nel caso di rete passiva, i prezzi seguano un andamento monotono crescente procedendo dalla sbarra MT di CP verso la periferia della rete. Per di più si evidenzia come tale incremento sia maggiormente marcato per i nodi del feeder D2 le cui linee risultano dimensionate in maniera meno abbondante, dando luogo ad un comportamento maggiormente dissipativo (come era deducibile dalla maggiore caduta di tensione riscontrabile a fronte di una lunghezza complessiva di linea paragonabile e di un carico agente decisamente inferiore).

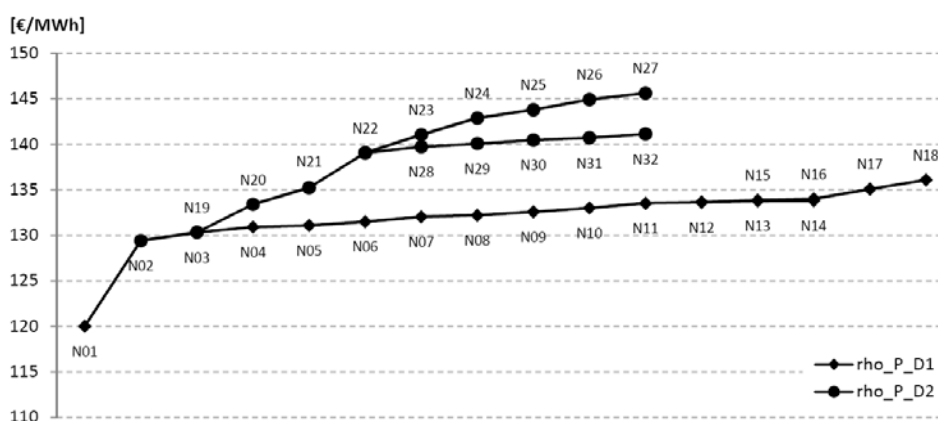


Figura 72 - Andamento dei prezzi spot dell'energia attiva con rete passiva, feeder D1

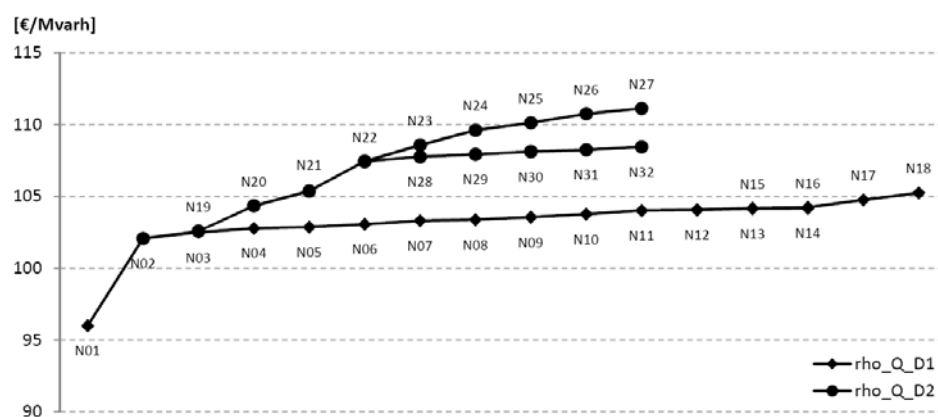


Figura 73 - Andamento dei prezzi spot dell'energia attiva con rete passiva, feeder D2

*Feeder D1 attivo, feeder D2 passivo*

In questa sottosezione si analizza l'impatto in termini gestionali ed economici della regolazione di una rete caratterizzata da una elevata disomogeneità della distribuzione spaziale degli impianti GD. Nelle applicazioni reali, tali disomogeneità può nascere sia per motivi strutturali (connessione di impianti in specifiche zone territoriali) che per ragioni funzionali (in uno specifico istante, i generatori allacciati ad una porzione di rete sono spenti).

La pesante disomogeneità nella distribuzione dei punti di immissione di potenza in relazione ai punti di prelievo comporta l'impossibilità di ottenere una efficace regolazione dei flussi di potenza e in particolare dei profili di tensione tramite la semplice azione sul variatore sotto carico installato in CP. Come è possibile verificare dall'analisi dello scenario iniziale evidenziato con tratto tratteggiato in Figura 74 e Figura 75, il profilo di tensione del feeder passivo, essendo regolabile esclusivamente tramite l'azione sul variatore sottocarico, comporta la necessità di mantenere un livello di tensione in CP sufficientemente alto, provocando pesanti sovratensioni nei nodi terminali del feeder attivo.

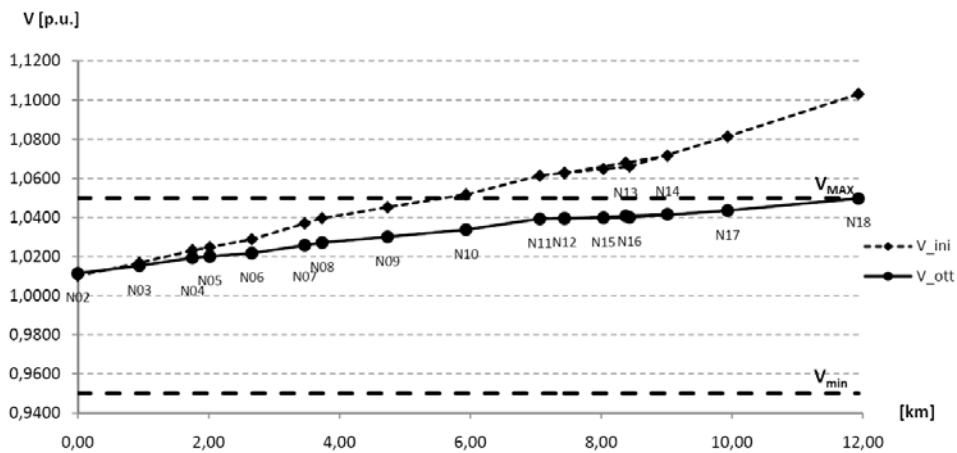


Figura 74 - Profili di tensione relativi al feeder D1 con feeder D1 attivo e feeder D2 passivo

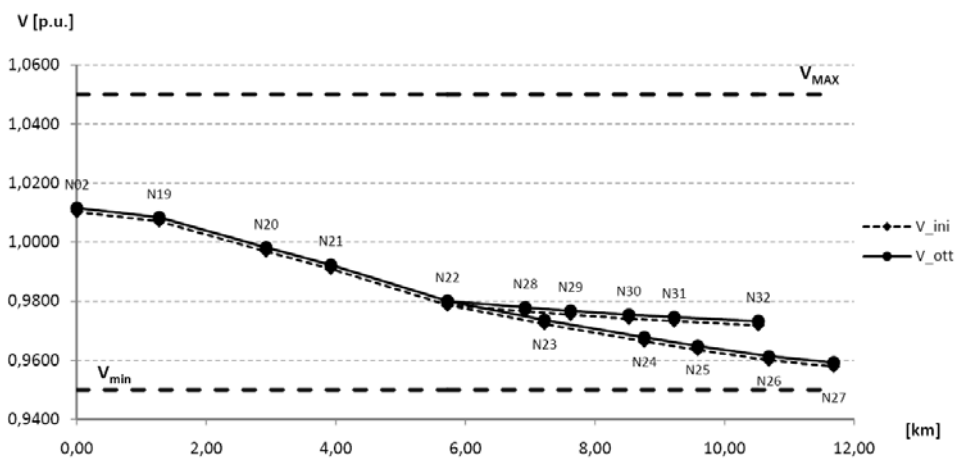


Figura 75 - Profili di tensione relativi al feeder D2 con feeder D1 attivo e feeder D2 passivo

L'impossibilità di controllo della tensione con semplice azione sul VSC è testimoniata dalla eccessiva differenza tra i valori di tensione nel nodo più alto (nodo 18, 1,1031 p.u.) e quello a valore minimo (nodo 27, 0,9579 p.u.), pari al 14,53%. Ne consegue la necessità di intervento sulle unità di generazione al fine di contenere i profili di tensione e i limiti di portata all'interno dei vincoli prefissati.

L'ottimizzazione che si consegue dall'applicazione del metodo spot pricing generalizzato per le reti di distribuzione conduce ad un controllo efficace dei profili di tensione. Come naturale, il feeder passivo non è soggetto a pesanti variazioni, mentre il feeder attivo riporta la tensione massima all'interno del valore tollerato.

Anche l'analisi dei punti di funzionamento delle linee testimonia l'efficacia del metodo proposto nella limitazione delle congestioni di rete (Figura 76). Mentre nello scenario iniziale, raffigurato con l'istogramma di colore più chiaro, i limiti sulle portate delle linee sono ampiamente violati in diversi tratti del feeder attivo, nella configurazione post ottimizzazione tutte le linee risultano caricate nel rispetto delle loro portate (istogramma più scuro). La metodologia proposta conduce solo il tratto iniziale del feeder D1 a operare in prossimità della sua portata, comportando conseguentemente una limitazione delle generazioni a valle e della potenza esportata dal feeder verso la linea passiva adiacente o verso la rete a livello superiore di tensione. Non essendoci pesanti alterazioni nei punti di funzionamento della porzione di rete passiva, è possibile notare solo alterazioni trascurabili al livello di carico di tali tratti.

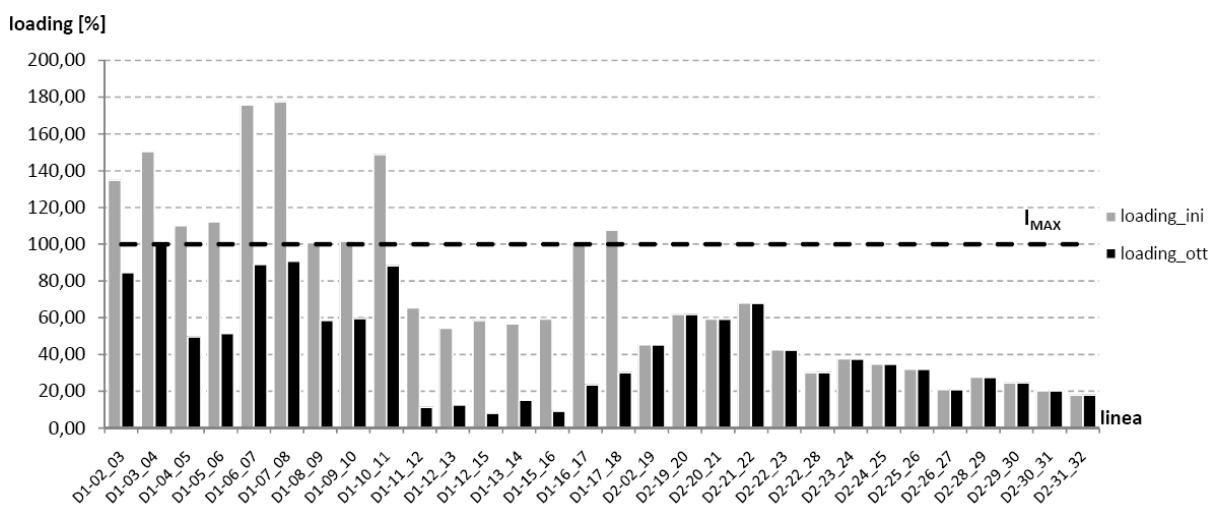


Figura 76 - Grado di carico delle linee con feeder D1 attivo e feeder D2 passivo

I risultati dell'ottimizzazione sviluppata sono brevemente raccolti in Tabella 25 e Tabella 26. È possibile verificare come la distribuzione dei costi legati al mantenimento dei profili di tensione e alla gestione delle congestioni sul feeder attivo comporti una riduzione della potenza erogata dalle unità GD. L'attribuzione dei costi derivanti dai vincoli di rete comporta in particolare la riduzione degli output di potenza delle unità periferiche sebbene queste presentassero offerte di generazione di valore minore. Il generatore equivalente connesso al nodo 1 funge da nodo di saldo, quindi è considerato in grado di erogare ed assorbire potenza all'interno dei limiti di massimo flusso di potenza positivo o negativo scambiabile tra la rete di distribuzione e quella a livello superiore di tensione.

L'applicazione della metodologia sviluppata per la gestione delle unità GD, in grado di alimentare tutti i carichi della rete e di esportare parte della produzione verso la rete a monte, consente il rispetto dei vincoli, una notevole riduzione del valore complessivo del social cost (da 791,28 €/h a 677,91 €/h) e un beneficio in termini di riduzione delle perdite (da 1141,44 kW a 868,24 kW).

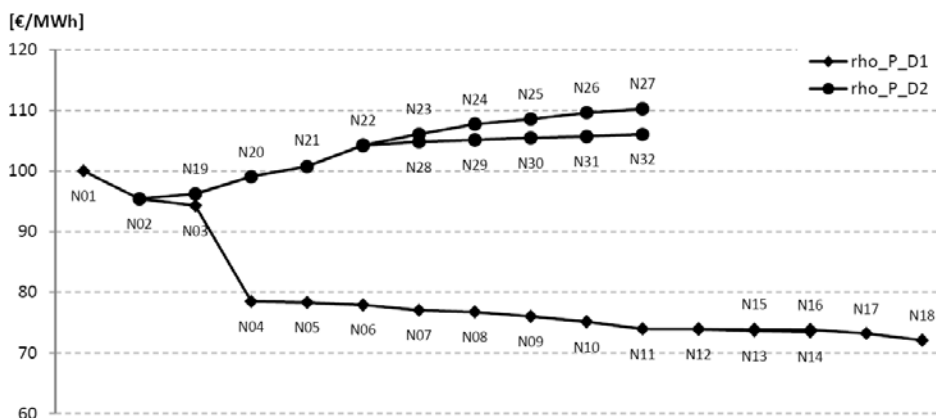
**Tabella 25 - Risultati dell'ottimizzazione nel caso di rete con feeder D1 attivo e feeder D2 passivo**

N. ottimizzazione	Tap ottimale	Rapporto di trasformazione [p.u.]	SC [€/h]	Numero di iterazioni	Tempo [s]	Esito
1	-2,182	0,9836	677,47	7	3,575	<input checked="" type="checkbox"/>
2	-2	0,9850	677,91	5	1,510	<input checked="" type="checkbox"/>
3	-3	0,9775	688,86	5	1,522	<input checked="" type="checkbox"/>

**Tabella 26 - Punti di lavoro delle unità GD nel caso di rete con feeder D1 attivo e feeder D2 passivo**

Nodo	Configurazione iniziale		Configurazione ottimizzata	
	$g_p^0$ [MW]	$g_Q^0$ [Mvar]	$g_p^{ott}$ [MW]	$g_Q^{ott}$ [Mvar]
1	-12,45	-1,99	-6,16	1,22
4	6,75	0	7,50	1,50
8	3,15	2,36	1,05	0,7
11	6,75	0	7,32	1,50
14	3,15	2,36	1,05	0,41
18	6,75	5,06	2,63	1,50

In Figura 77 e in Figura 78 sono riportati i profili del prezzo spot dell'energia attiva e reattiva ai diversi nodi della rete. La presenza di un vincolo attivo di congestione per massima inversione di potenza sul feeder attivo e l'impatto di una massiccia penetrazione di GD sbilanciata comportano una sostanziale diminuzione dei prezzi dell'energia a tutti i nodi del feeder attivo. Tale risultato tende a scoraggiare un incremento della produzione e invogliare un innalzamento dei prelievi, sia di energia attiva che di reattiva di segno induttivo.



**Figura 77 - Andamento dei prezzi spot dell'energia attiva con feeder D1 attivo e feeder D2 passivo**



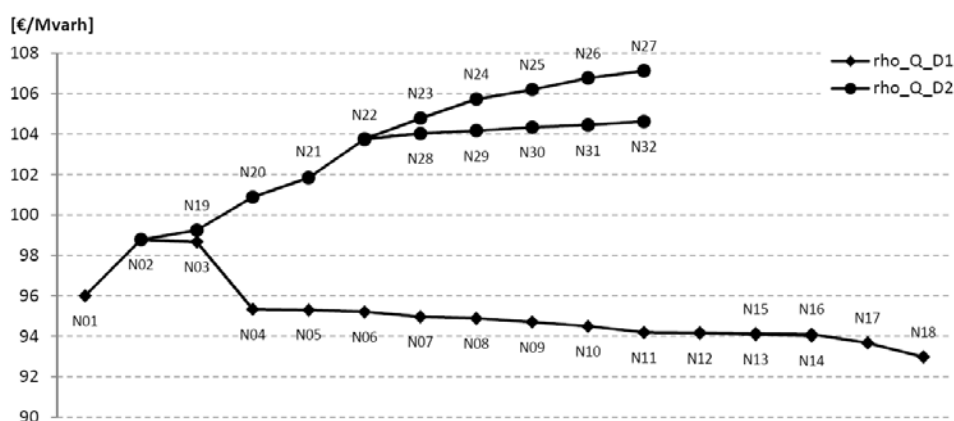


Figura 78 - Andamento dei prezzi spot dell'energia reattiva con feeder D1 attivo e feeder D2 passivo

#### *Feeder D1 passivo, feeder D2 attivo*

In maniera speculare a quanto visto nella sottosezione precedente, si riporta per completezza il caso di rete di distribuzione con presenza di GD non omogenea, in particolare concentrata sul feeder D2. Intuitivamente questa condizione desterà minori problematiche alla gestione della rete in quanto il livello di penetrazione della GD sul feeder D2 è minore in relazione al carico agente sulla medesima porzione di rete.

Questa considerazione preliminarmente effettuabile trova riscontro in Figura 79 e Figura 80, dove è possibile verificare come i vincoli di tensione siano rispettati già nella configurazione iniziale, con eccezione di un leggero sfioramento oltre il limite minimo da parte del nodo terminale del feeder D1. Anche i limiti di portata delle linee risultano soddisfatti già nella configurazione iniziale.

Dalla semplice analisi della configurazione iniziale di rete si consegue come il rispetto dei vincoli sia semplicemente conseguibile tramite una regolazione del VSC in CP. A questo intervento si associa una regolazione degli scambi reattivi finalizzata alla minimizzazione del social cost complessivo di sistema, in particolare tenendo in considerazione le ipotesi condotte in merito alla regolamentazione economica dello scambio di energia reattiva con la rete a monte.

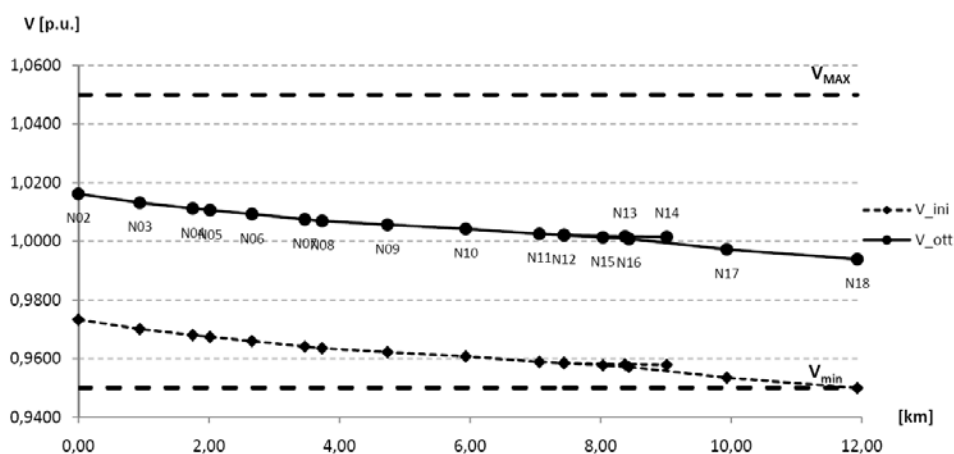


Figura 79 - Profili di tensione relativi al feeder D1 con feeder D1 passivo e feeder D2 attivo

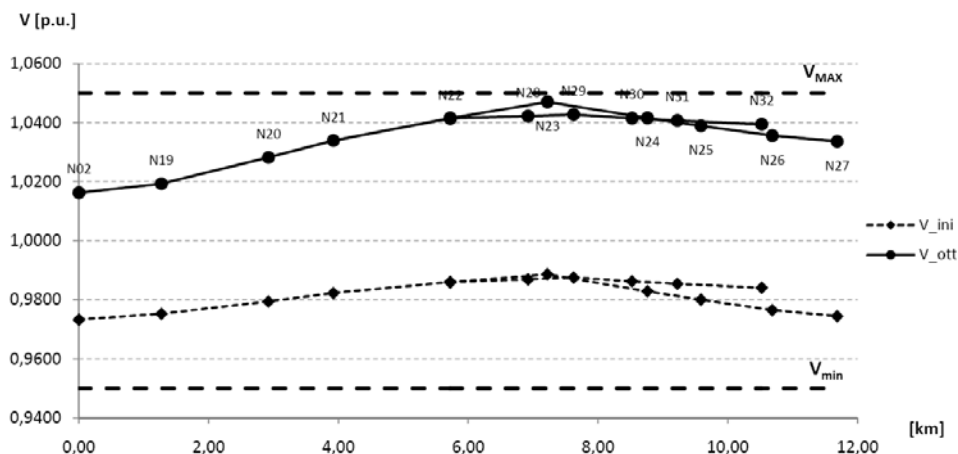


Figura 80 - Profili di tensione relativi al feeder D2 con feeder D1 passivo e feeder D2 attivo

I risultati dell’ottimizzazione (riportati sinteticamente in Tabella 27 e Tabella 28) consentono un miglioramento delle perdite di distribuzione da 345,55 kW a 315,94 kW e una riduzione del social cost complessivo da 974,15 €/h a 842,47 €/h. È possibile notare come l’assenza di congestioni su ogni tratto di linea comporti una richiesta agli impianti GD di massimizzare la loro generazione attiva, in quanto a prezzo minore rispetto all’acquisizione dalla rete a livello superiore di tensione. Tale considerazione non vale per il generatore allacciato al nodo 29 (generatore a offerta più alta tra quelli allacciati al feeder D2) in quanto si è ipotizzato preliminarmente di mantenere una riserva di generazione da impianti dispersi pari al 5%.

Dall’analisi dei risultati conseguiti si osserva come, nella specifica condizione di funzionamento della rete, la sola GD connessa al feeder D2 sia in grado di fornire potenza attiva a tutti i carichi del sistema di distribuzione e al contempo a compensare le perdite attive.

Tabella 27 - Risultati dell’ottimizzazione nel caso di rete con feeder D1 passivo e feeder D2 attivo

N. ottimizzazione	Tap ottimale	Rapporto di trasformazione [p.u.]	SC [€/h]	Numero di iterazioni	Tempo [s]	Esito
1	-4,377	0,9672	841,67	4	2,279	☑
2	-4	0,9700	842,47	3	0,802	☑
3	-5	0,9625	855,23	21	5,361	☑

Tabella 28 - Punti di lavoro delle unità GD nel caso di rete con feeder D1 passivo e feeder D2 attivo

Nodo	Configurazione iniziale		Configurazione ottimizzata	
	$g_p^0$ [MW]	$g_q^0$ [Mvar]	$g_p^{ott}$ [MW]	$g_q^{ott}$ [Mvar]
1	0,26	6,89	-0,50	3,93
21	3,15	0	3,50	0,70
23	6,75	0	7,50	1,50
29	3,15	0	2,78	0,56

I prezzi nodali dell'energia attiva e reattiva vengono singolarmente riportati nelle Figura 81 e Figura 82. I valori riferiti all'energia attiva risultano ben differenziati tra il feeder attivo e quello passivo, risultando generalmente inferiori rispetto alla configurazione con rete passiva. D'altro canto, i prezzi, riferiti all'energia reattiva si attestano su valori molto simili per entrambi i feeder.

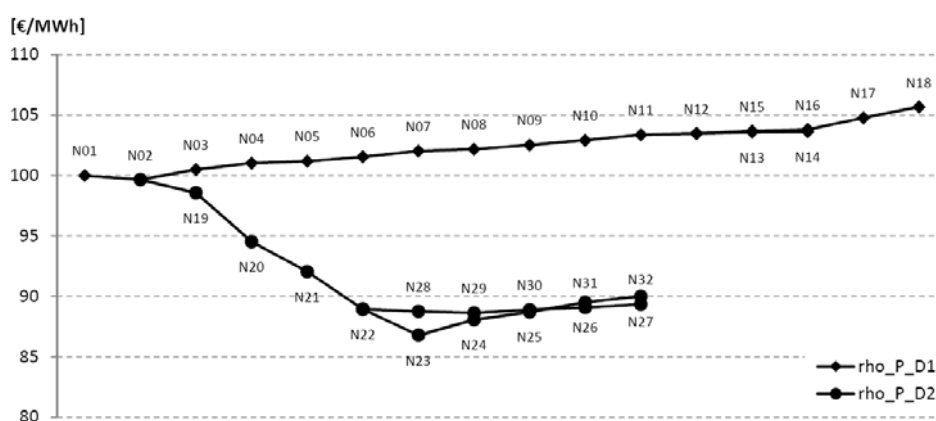


Figura 81 - Andamento dei prezzi spot dell'energia attiva con feeder D1 passivo e feeder D2 attivo

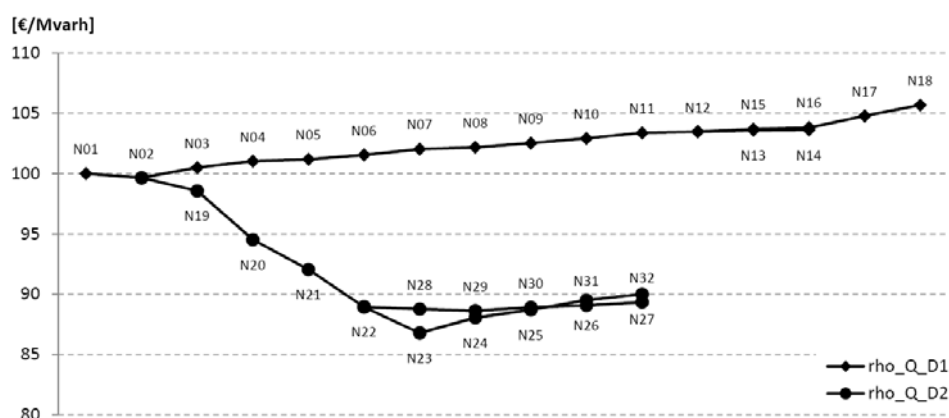


Figura 82 - Andamento dei prezzi spot dell'energia reattiva con feeder D1 passivo e feeder D2 attivo

### Rete completamente attiva

Si considera ora il caso di rete con il massimo livello di penetrazione di impianti GD connessi e operanti. Tale scenario di funzionamento della rete comporta la formazione di profili di tensione fortemente crescenti procedendo dalla CP verso la periferia della rete. Tuttavia non si verificano profili eccessivamente ampi da consentire una regolazione tramite l'azione del variatore sotto carico in CP (Figura 83 e Figura 84).

La regolazione della rete non può tuttavia essere semplicemente eseguita a mezzo del solo variatore sotto carico, in quanto lo scenario iniziale è affetto da pesanti congestioni su diversi tratti di linea (Figura 85). L'ottimizzazione del funzionamento della rete dovrà quindi essere in grado di conseguire la minimizzazione della funzione obiettivo nel rispetto di tali vincoli (Tabella 29).

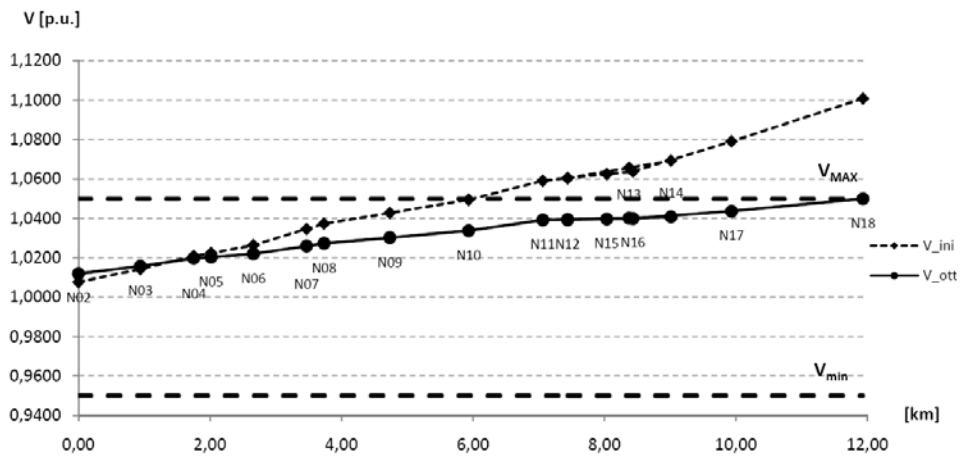


Figura 83 - Profili di tensione con rete attiva, feeder D1

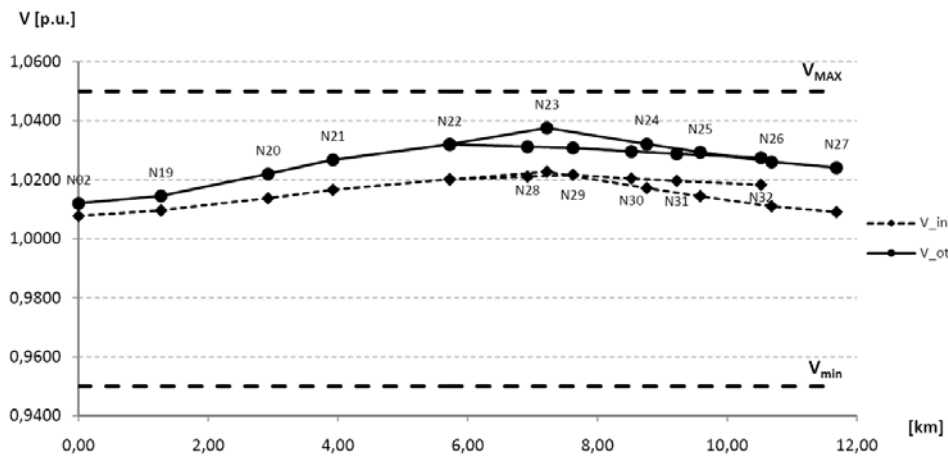


Figura 84 - Profili di tensione con rete attiva, feeder D2

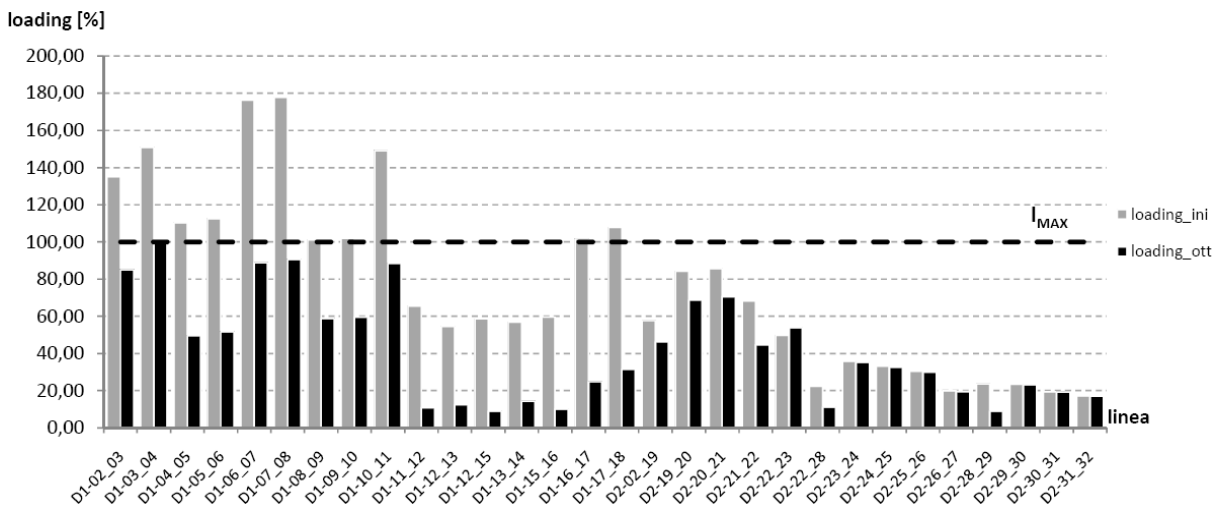


Figura 85 - Grado di carico delle linee con rete completamente attiva

L'algoritmo sviluppato consente di ridurre il social cost complessivo da 558,13 €/h a 471,44 €/h, conseguendo contestualmente una riduzione delle perdite complessive in rete da 1266,94 kW a 459,98 kW. La regolazione della rete di distribuzione e in particolar modo la risoluzione delle congestioni comportano una riduzione della potenza attiva massima esportabile verso la rete a livello superiore di tensione (Tabella 30). In conseguenza delle ipotesi condotte in ambito di remunerazione dello scambio di energia reattiva con la rete a monte e disponendo localmente di sufficiente riserva reattiva di generazione, l'ottimizzatore consegue un fattore di potenza unitario sul transito di potenza sul trasformatore abbassatore in CP.

**Tabella 29 - Risultati dell'ottimizzazione nel caso di rete con feeder D1 passivo e feeder D2 attivo**

N. ottimizzazione	Tap ottimale	Rapporto di trasformazione [p.u.]	SC [€/h]	Numero di iterazioni	Tempo [s]	Esito
1	-1,141	0,9914	471,15	39	15,803	<input checked="" type="checkbox"/>
2	-1	0,9925	471,44	26	10,412	<input checked="" type="checkbox"/>
3	-2	0,9850	474,34	27	11,325	<input checked="" type="checkbox"/>

**Tabella 30 - Punti di lavoro delle unità GD nel caso di rete con feeder D1 passivo e feeder D2 attivo**

Nodo	Configurazione iniziale		Configurazione ottimizzata	
	$g_p^0$ [MW]	$g_Q^0$ [Mvar]	$g_p^{ott}$ [MW]	$g_Q^{ott}$ [Mvar]
1	-25,37	-0,04	-18,30	0,00
4	6,75	0	7,50	1,50
8	3,15	2,36	1,05	0,52
11	6,75	0	7,34	1,50
14	3,15	2,36	1,05	0,01
18	6,75	5,06	2,74	1,50
21	3,15	0	3,50	0,70
23	6,75	0	7,50	1,50
29	3,15	0	1,05	0,70

L'analisi degli andamenti dei prezzi nodali dell'energia (Figura 86 e Figura 87) riassume sinteticamente le principali condizioni di funzionamento del sistema di distribuzione. È possibile verificare come per tutti i nodi l'energia costi agli utenti meno di quanto costerebbe nel caso di rete passiva o nel caso di rete parzialmente attiva.

È possibile notare in modo particolare come siano ridotti i prezzi ai nodi terminali del feeder maggiormente attivo, al fine di invogliare un aumento del prelievo di potenza a quei nodi per conseguire un locale abbassamento delle tensioni e una generale riduzione delle congestioni sull'intera linea. Una considerazione duale indurrebbe i generatori a ridurre il proprio output energetico con le stesse finalità.

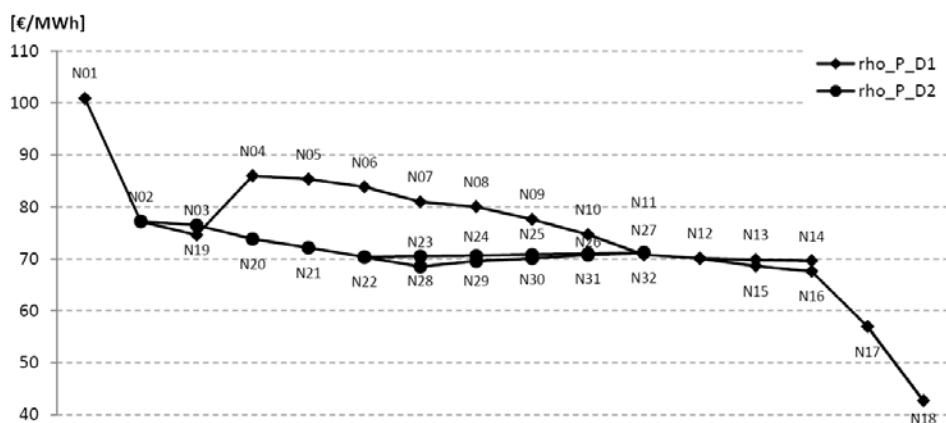


Figura 86 - Andamento dei prezzi spot dell'energia attiva con rete completamente attiva, feeder D1

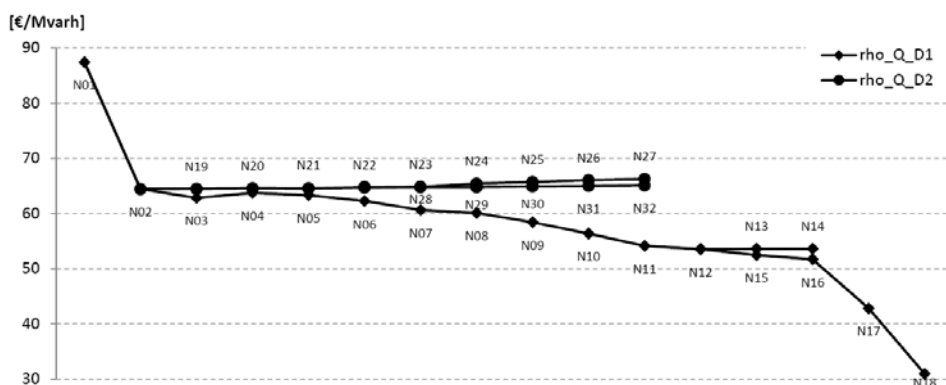


Figura 87 - Andamento dei prezzi spot dell'energia attiva con rete completamente attiva, feeder D1

### Impatto economico e gestionale dell'apertura dei vincoli di rete

Il metodo sviluppato può essere utilizzato, oltre che per il controllo di una data rete di distribuzione, anche per l'analisi economica dell'impatto dei vincoli sulla gestione ottimizzata della rete oppure come strumenti di pianificazione in grado di fornire indicazioni economiche in merito alla convenienza nella realizzazione di nuovi impianti o potenziamenti di installazioni esistenti, sia sul lato utente (ad esempio l'aumento della potenza disponibile in prelievo o in immissione) che lato rete (ad esempio il ritorno economico conseguente alla sostituzione di una linea frequentemente congestionata).

#### Effetto della severità dei soli vincoli sulle tensioni

Come visto nelle sezioni precedenti, la qualità della fornitura e in particolare il livello di tensione al punto di allacciamento con l'utenza è uno dei principali vincoli di rete che devono essere considerati all'interno del problema della regolazione delle reti di distribuzione con presenza di GD. Si è scelto in questa sottosezione di non considerare l'effetto delle congestioni nella definizione della funzione obiettivo e dei prezzi nodali.

Nel caso di rete passiva, oltre alla potenza immessa al nodo di saldo, l'unica incognita del problema di ottimizzazione è la posizione del variatore del trasformatore di CP. In Tabella 31 vengono riportati i risultati delle singole ottimizzazioni condotte, le quali sono sinteticamente riassunte in Tabella 32. La prima riga dei risultati conseguiti si riferisce ad un contesto dove non sono attivi vincoli di tensione. È possibile verificare come non siano rispettabili in alcun modo vincoli di rete eccessivamente stringenti, in particolare l'efficacia della regolazione della tensione in reti passive è limitata al  $\pm 3\%$ .

**Tabella 31 - Risultati conseguibili al variare dei vincoli di tensione, caso di rete passiva**

$V_{\min}$ [p.u.]	$V_{\max}$ [p.u.]	N. ottimizzazione	Tap ottimale	m [p.u.]	SC [€/h]	Numero di iterazioni	Tempo [s]	Esito
0,90	1,10	1	-12,000	0,9100	1495,11	14	7,869	<input checked="" type="checkbox"/>
		2	-12	0,9100	1495,11	1	0,831	<input checked="" type="checkbox"/>
		3	-11	0,9175	1498,60	3	1,512	<input checked="" type="checkbox"/>
0,95	1,05	1	-9,464	0,9290	1503,96	4	3,961	<input checked="" type="checkbox"/>
		2	-9	0,9325	1505,57	3	1,660	<input checked="" type="checkbox"/>
		3	-10	0,9259	1503,39	3	1,806	no
0,96	1,04	1	-8,342	0,9374	1507,87	4	3,887	<input checked="" type="checkbox"/>
		2	-8	0,9400	1509,06	3	1,585	<input checked="" type="checkbox"/>
		3	-9	0,9325	1507,17	3	1,635	no
0,97	1,03	1	-7,201	0,9460	1511,85	4	3,846	<input checked="" type="checkbox"/>
		2	-7	0,9475	1512,56	3	1,585	<input checked="" type="checkbox"/>
		3	-8	0,9400	1511,00	3	1,515	no
0,98	1,02	Soluzione non conseguibile						no
0,99	1,01	Soluzione non conseguibile						no

**Tabella 32 - Sintesi dei risultati conseguibili al variare dei vincoli di tensione, caso di rete passiva**

$V_{\min}$ [p.u.]	$V_{\max}$ [p.u.]	Tap ottimale	$L_P$ [MW]	$L_Q$ [Mvar]	SC [€/h]	$\Delta_{SC}$ [%]	Vincoli attivi $V_{\max}$
Configurazione iniziale							
-	-	0	0,298	0,615	1537,22	2,82	-
Configurazioni ottimizzate							
0,90	1,10	-12	0,238	0,251	1495,11	0	-
0,95	1,05	-9	0,252	0,342	1505,57	0,70	-
0,96	1,04	-8	0,257	0,372	1509,06	0,93	-
0,97	1,03	-7	0,262	0,403	1512,56	1,17	-
0,98	1,02	Soluzione con conseguibile					
0,99	1,01	Soluzione con conseguibile					

È stato preso inoltre in esame il caso di rete con GD connessa sul solo feeder D1, al fine di verificare a livello economico la criticità nel mantenere adeguati livelli di tensione anche in presenza di profili di tensione divergenti conseguenti alla disuniformità nella distribuzione degli impianti GD (Tabella 33). Come nel caso precedente, l'ottenimento di risultati di regolazione più stringenti rispetto al  $\pm 3\%$  non è conseguibile a causa dell'assenza di disponibilità di impianti

regolabili sul feeder passivo, avendo la domanda una elevata rigidità in relazione al segnale di prezzo (Tabella 34).

**Tabella 33 - Risultati conseguibili al variare dei vincoli di tensione, caso di rete con feeder D1 attivo e feeder D2 passivo**

$V_{\min}$ [p.u.]	$V_{\max}$ [p.u.]	N. ottimizzazione	Tap ottimale	m [p.u.]	SC [€/h]	Numero di iterazioni	Tempo [s]	Esito
0,90	1,10	1	-7,081	0,9469	649,32	10		<input checked="" type="checkbox"/>
		2	-7	0,9475	649,33	3		<input checked="" type="checkbox"/>
		3	-8	0,9400	651,17	3		<input checked="" type="checkbox"/>
0,95	1,05	1	-1,222	0,9908	668,83	7		<input checked="" type="checkbox"/>
		2	-1	0,9925	668,92	3		<input checked="" type="checkbox"/>
		3	-2	0,9850	670,15	3		<input checked="" type="checkbox"/>
0,96	1,04	1	-2,061	0,9845	702,36	7		<input checked="" type="checkbox"/>
		2	-2	0,9850	715,42	10		No
		3	-3	0,9775	725,57	4		<input checked="" type="checkbox"/>
0,97	1,03	1	-5,083	0,9619	918,19	21		<input checked="" type="checkbox"/>
		2	-5	0,9625	923,17	14		<input checked="" type="checkbox"/>
		3	-6	0,9550	955,11	46		<input checked="" type="checkbox"/>
0,98	1,02	Soluzione non conseguibile						no
0,99	1,01	Soluzione non conseguibile						no

**Tabella 34 - Sintesi dei risultati conseguibili al variare dei vincoli di tensione, caso di rete con feeder D1 attivo e feeder D2 passivo**

$V_{\min}$ [p.u.]	$V_{\max}$ [p.u.]	Tap ottimale	$L_P$ [MW]	$L_Q$ [Mvar]	SC [€/h]	$\Delta_{SC}$ [%]	Vincoli attivi		
							$V_{\max}$	$GD_{\max}$	
Configurazione iniziale									
-	-	0	1,141	0,868	791,28	21,86	-	-	
Configurazioni ottimizzate									
0,90	1,10	-7	0,555	0,649	649,33	0	Nodo 18	Q	
0,95	1,05	-1	0,570	0,196	668,92	3,02	Nodo 18	Q	
0,96	1,04	-3	0,343	-0,192	725,57	11,74	Nodo 18	-	
0,97	1,03	-5	0,236	-0,321	923,17	42,17	Nodo 18	-	
0,98	1,02	Soluzione con conseguibile							
0,99	1,01	Soluzione con conseguibile							

Si riporta infine il caso di rete completamente attiva. Dai risultati riportati in Tabella 35 e Tabella 36 è possibile evincere come la disponibilità di impianti gestibili tramite un segnale di prezzo consenta l'ottenimento di elevate performance in termini di capacità di regolazione dei livelli di tensione nella rete. È possibile verificare come la severità di tali vincoli di tensione agisca a livello economico producendo un innalzamento del social cost complessivo per l'intero sistema di distribuzione, il quale, attraverso la metodologia proposta, può essere quantificato come onere di regolazione delle tensioni in funzione del vincolo di severità dei vincoli fissati.



**Tabella 35 - Risultati conseguibili al variare dei vincoli di tensione, caso di rete completamente attiva**

$V_{\min}$ [p.u.]	$V_{\max}$ [p.u.]	N. ottimizzazione	Tap ottimale	m [p.u.]	SC [€/h]	Numero di iterazioni	Tempo [s]	Esito
0,90	1,10	1	-7,027	0,9473	450,91	63	21,769	<input checked="" type="checkbox"/>
		2	-7	0,9475	450,91	46	15,281	<input checked="" type="checkbox"/>
		3	-8	0,9400	452,87	58	19,188	<input checked="" type="checkbox"/>
0,95	1,05	1	-1,146	0,9914	471,14	35	13,619	<input checked="" type="checkbox"/>
		2	-1	0,9925	471,17	37	12,577	<input checked="" type="checkbox"/>
		3	-2	0,9850	474,32	43	14,193	<input checked="" type="checkbox"/>
0,96	1,04	1	0,077	1,006	475,22	32	11,815	<input checked="" type="checkbox"/>
		2	0	1,000	475,22	26	8,997	<input checked="" type="checkbox"/>
		3	1	1,0075	476,25	36	12,645	<input checked="" type="checkbox"/>
0,97	1,03	1	1,336	1,0100	479,32	24	9,282	<input checked="" type="checkbox"/>
		2	1	1,0075	480,58	33	11,195	<input checked="" type="checkbox"/>
		3	2	1,0150	479,89	44	14,650	<input checked="" type="checkbox"/>
0,98	1,02	1	2,778	1,0208	483,49	38	15,038	<input checked="" type="checkbox"/>
		2	2	1,0225	483,66	29	10,697	<input checked="" type="checkbox"/>
		3	3	1,0150	486,68	24	8,764	<input checked="" type="checkbox"/>
0,99	1,01	1	1,746	1,0131	510,20	34	12,665	<input checked="" type="checkbox"/>
		2	1	1,0150	548,42	5	1,726	<input checked="" type="checkbox"/>
		3	2	1,0075	529,69	21	7,026	<input checked="" type="checkbox"/>

**Tabella 36 - Sintesi dei risultati conseguibili al variare dei vincoli di tensione, caso di rete completamente attiva**

$V_{\min}$ [p.u.]	$V_{\max}$ [p.u.]	Tap ottimale	$L_P$ [MW]	$L_Q$ [Mvar]	SC [€/h]	$\Delta_{SC}$ [%]	Vincoli attivi $V_{\max}$
Configurazione iniziale							
-	-	0	1,267	2,824	558,13	23,78	-
Configurazioni ottimizzate							
0,90	1,10	-7	0,469	0,987	450,91	0	Nodo 18
0,95	1,05	-1	0,464	1,028	471,17	4,49	Nodo 18
0,96	1,04	0	0,449	1,000	475,22	5,39	Nodo 18
0,97	1,03	2	0,495	1,157	479,89	6,43	Nodo 18
0,98	1,02	3	0,476	1,120	483,66	7,26	Nodo 18
0,99	1,01	1	0,168	0,010	529,69	17,47	Nodi 18 e 23

Le analisi condotte evidenziano su tutte le configurazioni di rete analizzate un incremento del valore della funzione obiettivo, allo stringere dei vincoli di tensione. Tale incremento va inteso come un costo aggiuntivo che il sistema deve accollarsi al fine di soddisfare i vincoli posti dalla rete.

La presenza della GD consente comunque di ridurre il costo complessivo per il sistema rispetto alla configurazione di rete passiva, anche in scenari caratterizzati da vincoli molto stringenti. Inoltre è possibile verificare nella Figura 88 come alcuni risultati in termini di qualità del servizio

siano conseguibili solo in presenza di generazione dispersa connessa alla rete in maniera sufficientemente omogenea.

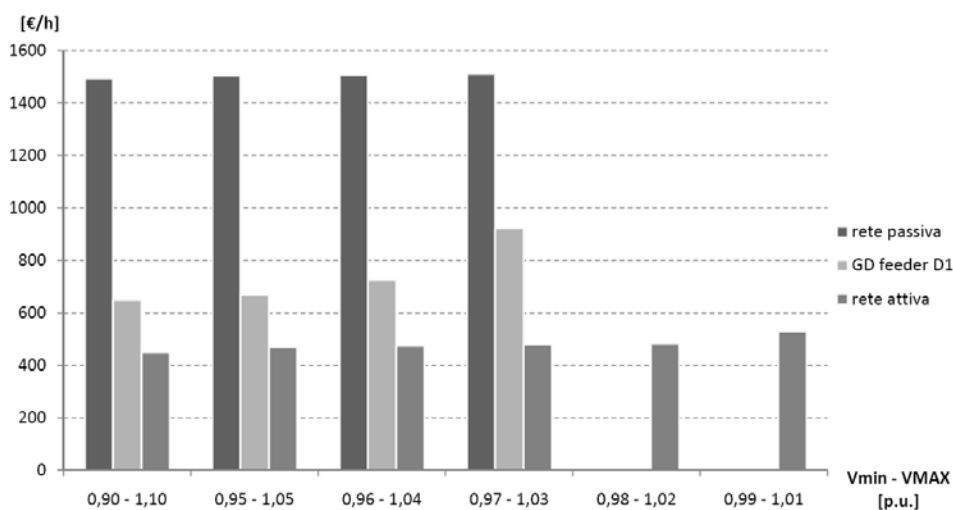


Figura 88 - Andamento del SC complessivo al variare dei vincoli sulle tensioni e del livello di penetrazione della GD connessa

#### Effetto della severità dei soli vincoli sulle caricabilità delle linee

La metodologia sviluppata è in grado di verificare gli effetti in termini economici e gestionali della presenza di vincoli alla massima caricabilità dei componenti di rete, nella fattispecie i singoli tratti componenti le linee di distribuzione. Tale approccio risulta interessante al fine di quantificare l'impatto economico della presenza di congestioni di rete e per indirizzare gli investimenti di ammodernamento e adeguamento del sistema di distribuzione al fine di minimizzare gli extra-costi causati dalla presenza di congestioni di rete legate alla presenza di unità di generazione.

Al fine di esemplificare i risultati conseguibili con l'approccio sviluppato, sono di seguito riportate alcune simulazioni eseguite restringendo progressivamente i vincoli sulle correnti di linea, mantenendo fissato il limite sulle tensioni agli usuali standard di variazione ammesse nell'intervallo 0,95-1,05 p.u. e considerando il massimo livello di penetrazione della GD nella rete.

Sono stati confrontati alcuni scenari caratterizzati da diversi livelli di caricabilità delle linee, valutati come percentuale della portata nominale corrispondente. Come risulta intuitivo, una riduzione del livello di carico massimo ammissibile su un tratto di linea equivale al considerare tale tratto come dimensionato in maniera più debole e caricato in prossimità del proprio vincolo di portata. I risultati sviluppati per diversi livelli di caricabilità ammessa per le linee sono riportati in maniera dettagliata in Tabella 37, mentre Tabella 38 riassume in forma sintetica il confronto tra gli scenari esemplificativi analizzati. La condizione iniziale di funzionamento della rete non rispetta i vincoli impostati sulle tensioni ai nodi e sulle caricabilità delle linee.

L'analisi dei vincoli attivi nelle diverse configurazioni di rete che si possono sviluppare conduce ad una immediata analisi di quelli che potrebbero essere le linee maggiormente critiche nell'ottica di una estesa penetrazione di impianti GD nella rete di distribuzione. L'eliminazione di tali colli di bottiglia per la gestione del sistema a mezzo di mirati interventi di potenziamento e rifacimento di specifici tratti di linea può consentire al distributore di minimizzare i propri costi di adeguamento delle reti.

**Tabella 37 - Risultati conseguibili al variare dei vincoli di caricabilità, caso di rete completamente attiva**

$I_{MAX}$ [%]	N. ottimizzazione	Tap ottimale	m [p.u.]	SC [€/h]	Numero di iterazioni	Tempo [s]	Esito
-	1	-1,145	0,9914	471,14	35	13,619	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	-1	0,9925	471,17	37	12,577	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	-2	0,9850	474,32	43	14,193	<input checked="" type="checkbox"/>
100	1	-1,141	0,9914	471,15	39	15,803	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	-1	0,9925	471,44	26	10,412	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	-2	0,9850	474,34	27	11,325	<input checked="" type="checkbox"/>
90	1	-1,874	0,9859	474,17	33	12,518	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	-1	0,9925	476,66	41	14,002	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	-2	0,9850	474,68	37	12,905	<input checked="" type="checkbox"/>
80	1	-2,427	0,9818	480,32	39	14,832	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	-2	0,9850	481,36	35	12,144	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	-3	0,9775	485,37	20	7,041	<input checked="" type="checkbox"/>
70	1	-2,913	0,9782	489,53	34	12,958	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	-2	0,9850	491,96	48	16,615	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	-3	0,9775	490,09	39	13,832	<input checked="" type="checkbox"/>
60	1	-3,639	0,9727	508,46	34	13,054	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	-3	0,9775	510,12	42	14,429	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	-4	0,9700	514,72	16	5,593	<input checked="" type="checkbox"/>

**Tabella 38 - Sintesi dei risultati conseguibili al variare dei vincoli di caricabilità, caso di rete completamente attiva**

$I_{MAX}$ [%]	Tap ottimale	$L_P$ [MW]	$L_Q$ [Mvar]	SC [€/h]	$\Delta_{SC}$ [%]	Vincoli attivi	
						$V_{MAX}$	$I_{MAX}$
Configurazione iniziale							
-	0	1,267	2,824	558,13	18,44	-	-
Configurazioni ottimizzate							
-	-1	0	0	471,21	0	Nodo 18	
100	-1	0,460	1,012	471,44	0,05	Nodo 18	Tratto D1-03_04
90	-2	0,384	0,760	474,68	0,73	Nodo 18	Tratto D1-03_04
80	-2	0,337	0,559	481,36	2,15	-	Tratto D1-03_04
70	-3	0,281	0,347	490,09	4,01	Nodi 18 e 23	Tratto D1-03_04
60	-3	0,200	0,048	510,12	8,26	-	Tratti D1-03_04 e D2-20_21

È possibile verificare in Figura 89 come la restrizione dei vincoli comporti un generale aumento della funzione social cost complessiva per la rete, in quanto la regolazione del sistema deve limitare tramite segnali di prezzo più bassi la generazione dispersa, in particolar modo quella posizionata in maniera non prossima ai maggiori centri di consumo. L'eliminazione delle congestioni comporta anche una generale riduzione delle perdite di rete all'aumentare della severità sul vincolo di caricabilità ammissibile. Inoltre, essendo che all'energia reattiva viene attribuito un valore inferiore rispetto a quello assegnato all'energia attiva, la minimizzazione della corrente circolante sui singoli tratti di linea all'aumentare della severità sul vincolo di caricabilità viene attuata andando a ridurre principalmente i flussi di potenza reattiva.

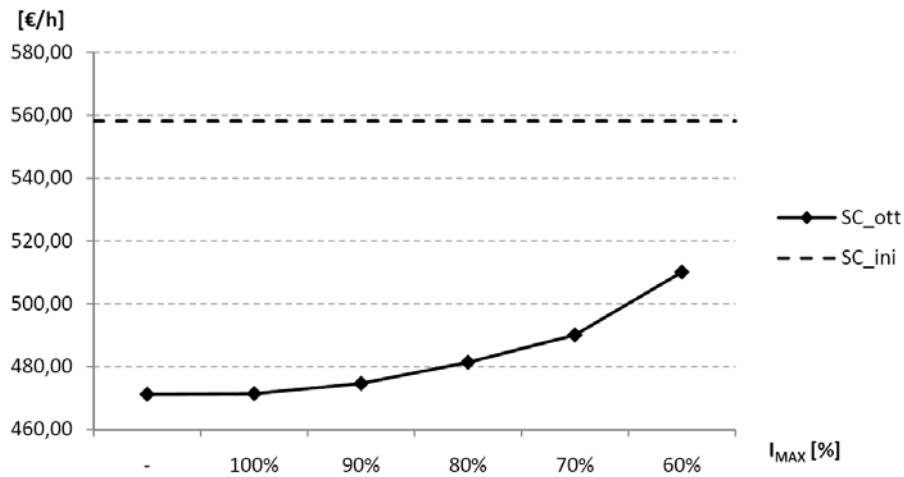


Figura 89 - Andamento del social cost al variare del vincolo sulla caricabilità delle linee

Tabella 39 - Sintesi dei risultati conseguibili al variare dei vincoli di tensione e caricabilità delle linee, caso di rete completamente attiva

I <sub>MAX</sub> [%]	V <sub>min</sub> [p.u.]	V <sub>MAX</sub> [p.u.]	Tap ottimale	L <sub>P</sub> [MW]	L <sub>Q</sub> [Mvar]	SC [€/h]	Δ <sub>SC</sub> [%]
100	0,95	1,05	-1	0,460	1,012	471,44	0
	0,96	1,04	0	0,449	1,000	475,23	0,80
	0,97	1,03	1	0,428	0,947	480,57	1,94
	0,98	1,02	3	0,464	1,071	484,37	2,74
	0,99	1,01	1	0,168	0,011	529,69	12,36
90	0,95	1,05	-2	0,384	0,760	474,69	0,69
	0,96	1,04	0	0,396	0,798	479,74	1,76
	0,97	1,03	1	0,394	0,810	482,80	2,41
	0,98	1,02	2	0,389	0,821	486,85	3,27
	0,99	1,01	1	0,168	0,010	529,69	12,36
80	0,95	1,05	-2	0,337	0,559	481,36	2,10
	0,96	1,04	-1	0,333	0,571	484,38	2,74
	0,97	1,03	0	0,329	0,582	488,75	3,67
	0,98	1,02	1	0,343	0,619	492,86	4,54
	0,99	1,01	1	0,168	0,010	529,69	12,36
70	0,95	1,05	-3	0,281	0,347	490,09	3,96
	0,96	1,04	-1	0,289	0,375	494,93	4,98
	0,97	1,03	0	0,288	0,381	497,87	5,61
	0,98	1,02	1	0,281	0,382	500,97	6,26
	0,99	1,01	1	0,168	0,010	529,69	12,36
60	0,95	1,05	-3	0,200	0,048	510,12	8,20
	0,96	1,04	-2	0,201	0,056	512,96	8,81
	0,97	1,03	-1	0,200	0,064	515,79	9,41
	0,98	1,02	1	0,202	0,081	521,06	10,53
	0,99	1,01	1	0,169	0,016	533,59	13,18

È inoltre stata estesa la trattazione anche per condizioni di rete vincolate a intervalli di variabilità della tensione più stringenti, secondo i valori riportati nella sotto-sezione precedente. I risultati di dettaglio sono riportati analiticamente in Tabella 39 e graficamente in Figura 90 e Figura 91. È possibile ritrovare l'andamento riportato in Figura 89 nelle prime colonne della Tabella 39. Al contempo è possibile verificare come l'istogramma di colore più chiaro riporti in forma grafica i risultati conseguiti in Tabella 36.

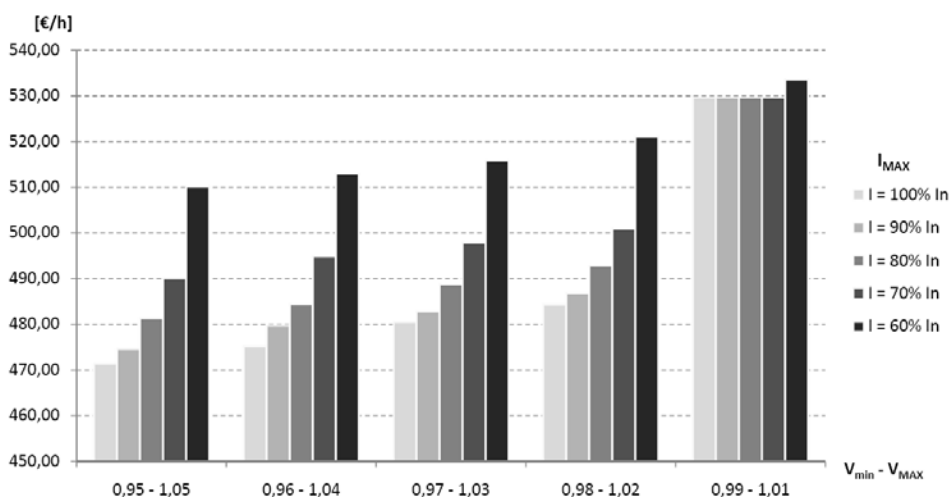


Figura 90 - Andamento del social cost al variare dei vincoli sulle tensioni e sulla caricabilità delle linee

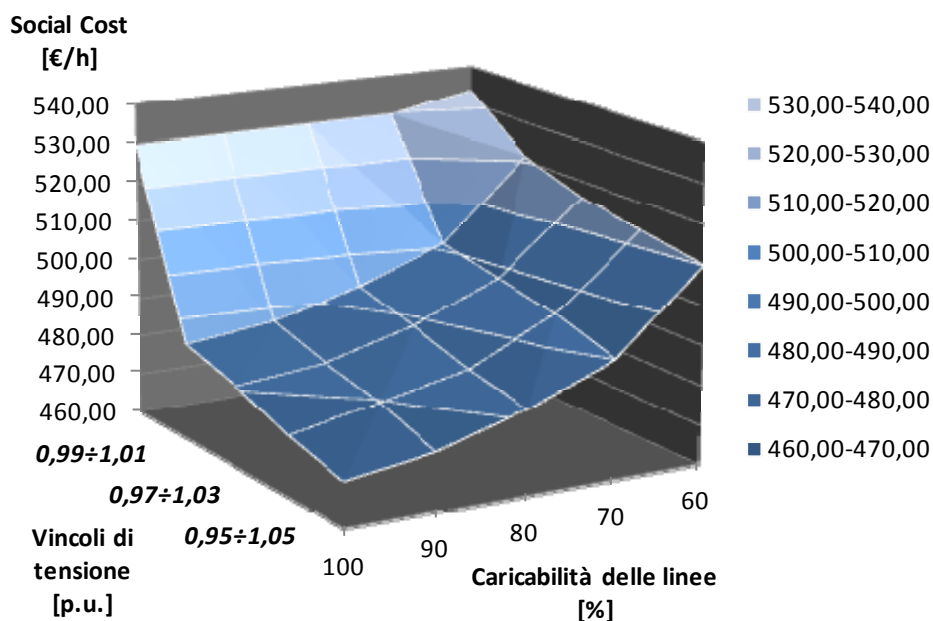


Figura 91 – Rappresentazione tridimensionale dell'andamento del social cost al variare dei vincoli sulle tensioni e sulla caricabilità delle linee

Analizzando le variazioni che la funzione obiettivo presenta in corrispondenza delle diverse combinazioni di vincoli di tensione e corrente, è possibile verificare come l'impatto della

caricabilità delle linee sul costo complessivo del sistema assume una importanza maggiore all'aumentare dell'ampiezza di variazione ammessa per la tensione (in questo caso il vincolo sulla caricabilità delle linee è dominante). Viceversa, il conseguimento di elevati livelli di qualità della tensione e in particolare di limitati scarti tra il valore effettivo della tensione ai singoli nodi e il corrispondente riferimento nominale comporta un elevato aumento dell'impatto economico del vincolo sulle tensioni, il quale diventa dominante rispetto ai limiti di caricabilità delle linee.

### **Impatto economico e gestionale della predisposizione al funzionamento in isola**

Una interessante applicazione della metodologia sviluppata è indirizzata alla valutazione economica del vantaggio conseguibile dalla predisposizione al funzionamento in isola intenzionale o accidentale di porzioni di reti di distribuzione.

Risulta intuitivo come la predisposizione alla formazione intenzionale di una isola di carico e generazione possa essere un evento controllabile dal distributore e predisposto al fine di preservare la continuità di esercizio e fornitura alle utenze anche in caso di disservizio prolungato o interventi di manutenzione programmata. Di conseguenza, qualora si presentasse la necessità di far transitare al funzionamento in isola una porzione di rete, il distributore dovrà adottare opportuni accorgimenti al fine di ridurre al minimo il transito di potenza attiva e reattiva nel punto di sconnessione dell'isola dalla restante rete, anche eventualmente attraverso incentivi economici e/o tariffari agli utenti attivi e passivi connessi (meccanismo simile alla gestione attuale dei carichi interrompibili).

Una trattazione diversa deve essere invece condotta se il passaggio in isola potrebbe avvenire accidentalmente. Non si andrà a trattare in merito alle modalità di regolazione necessarie a garantire il mantenimento e la sopravvivenza dell'isola. Ci si soffermerà in modo particolare a proposito della transazione in isola di una porzione di rete.

Qualora il distributore intenda strutturare la gestione del proprio sistema di distribuzione al fine di prevedere la transizione al funzionamento in isola accidentale, dovranno essere mantenuti entro opportuni limiti i valori dei transiti attivi e reattivi nel punto di separazione individuato, al fine di evitare oscillazioni di tensione e frequenza eccessivamente profonde nel momento della formazione dell'isola. Oscillazioni eccessivamente ampie e scarsamente controllate, anche se di durata limitata potrebbero infatti causare ingenti problematiche sia agli impianti utilizzatori che a quelli di generazione.

Con riferimento al caso di studio riportato in Figura 69, ad esempio, l'intera rete di distribuzione potrebbe prevedere il funzionamento in isola di generazione. Poiché la sostenibilità di un'eventuale isola dipende principalmente dallo stato in cui si trova a funzionare la rete prima del verificarsi di tale evento, il distributore dovrà esercire il sistema di distribuzione tramite un meccanismo di spot pricing finalizzato al controllo entro opportuni limiti del transito di potenza attiva e reattiva tra i due livelli di tensione analizzati.

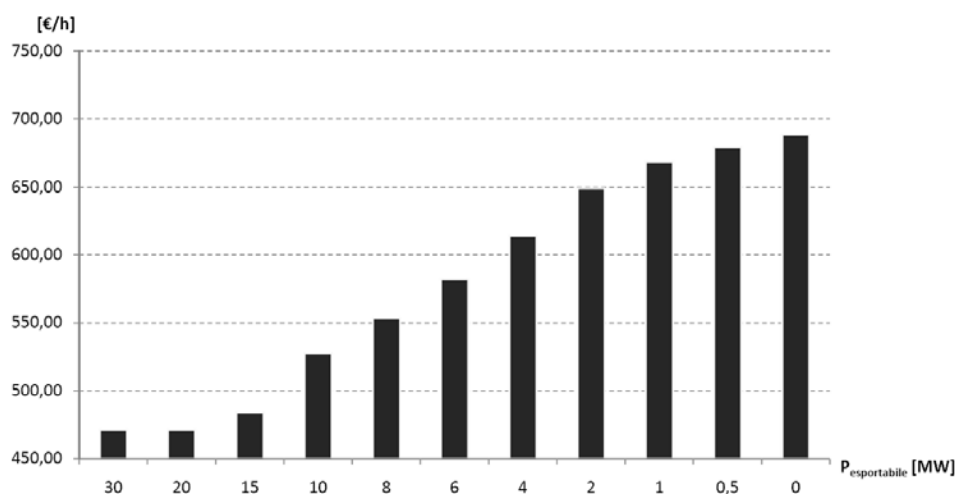
In ottemperanza alle ipotesi di valorizzazione dell'energia reattiva scambiata tra i due livelli di tensione (la rete di distribuzione dovrebbe pagare il prelievo di reattivo di segno induttivo, mentre non viene riconosciuta alcuna remunerazione in caso di esportazione di reattivo dello stesso segno), il meccanismo spot pricing sviluppato tende a compensare localmente gli scambi reattivi al fine di azzerare il prelievo di reattivo dalla rete a livello superiore di tensione e al contempo ottenere una minimizzazione complessiva del social cost e delle perdite. Di conseguenza, nell'ipotesi di rete completamente attiva, la minimizzazione del transito di potenza tra la rete di distribuzione e il sistema a livello superiore di tensione si ridurrebbe al solo controllo della potenza attiva scambiata tra i due sistemi.

Sono state condotte specifiche analisi applicando la procedura implementata al fine di verificare l'impatto in termini economici del contenimento della potenza attiva scambiata tra le due reti. Appare verosimile ritenere che l'interruzione di un transito di potenza nell'ordine del 10÷20% del carico complessivo sotteso a valle del punto di interruzione possa dare luogo a perturbazioni di tensione, frequenza e derivata di frequenza accettabili per le utenze che rimangono alimentate in isola [76]. Valutazioni più accurate a proposito di tale valore di massimo transito di potenza interrompibile potrebbero essere condotte su specifici sistemi di distribuzione, conoscendo nel dettaglio i modelli dei punti di prelievo, dei generatori e dei relativi strumenti di regolazione.

Le simulazioni sviluppate impongono vincoli sempre più stringenti al transito di potenza attiva ammesso con la rete a livello superiore di tensione, a partire dal contesto non vincolato (Tabella 40 e Figura 92). Tutte le simulazioni sono state eseguite vincolando la rete al mantenimento di opportuni livelli di sicurezza e qualità delle forniture di energia alle utenze. In particolare sono ammesse oscillazioni delle tensioni nell'intervallo 0,95÷1,05, mentre la caricabilità di ogni specifico tratto di linea è ammessa pari al 100% della corrispondente portata.

**Tabella 40 - Sintesi dei risultati conseguibili al variare del vincolo sulla massima potenza attiva scambiabile, caso di rete completamente attiva**

$P_{\text{expMAX}}$ [MW]	Tap ottimale	$L_P$ [MW]	$L_Q$ [Mvar]	SC [€/h]	$\Delta_{SC}$ [%]	Vincoli attivi	
						$V_{\text{MAX}}$	$I_{\text{MAX}}$
30	-1	0,460	1,012	471,44	0	Nodo 18	Tratto D1-03_04
20	-1	0,460	1,012	471,44	0	Nodo 18	Tratto D1-03_04
15	-2	0,136	0,474	484,34	2,74	Nodo 18	-
10	-3	0,158	0,154	527,97	11,99	-	-
8	-3	0,118	0,323	553,56	17,42	-	-
6	-4	0,099	0,450	582,17	23,49	-	-
4	-4	0,086	0,533	613,92	30,22	-	-
2	-4	0,071	0,590	649,12	37,69	-	-
1	-4	0,068	0,603	668,61	41,82	-	-
0,5	-4	0,070	0,603	679,32	44,09	-	-
0	-4	0,068	0,604	688,48	46,04	-	-



**Figura 92 - Andamento del SC al variare del vincolo sulla massima potenza attiva scambiabile**

Dai risultati riportati è chiaramente osservabile come la severità del vincolo sulla massima potenza esportabile sia sensibilmente influente in termini di incremento del social cost. La valutazione del costo per il mantenimento di condizioni di rete compatibili con la formazione di un'isola accidentale dovrà essere comparato con il valore economico assegnato dalle utenze al miglioramento della qualità del servizio fornito, in particolare in termini di continuità della fornitura.

Una ulteriore applicazione del metodo sviluppato è la regolazione del funzionamento della porzione di rete in isola. In questo caso, imponendo nullo il transito di potenza attiva e reattiva a qualsiasi punto di confine dell'isola individuata, è possibile ripartire la potenza richiesta dalle utenze ai singoli generatori in funzione delle loro offerte di immissione e nel rispetto dei vincoli di funzionamento delle singole utenze e del sistema di distribuzione operante in isola.



---

# CONCLUSIONI

Il lavoro di ricerca è stato preliminarmente indirizzato all'identificazione e parametrizzazione delle problematiche introdotte da una massiccia penetrazione di Generazione Distribuita nelle attuali reti di distribuzione in Media Tensione, caratterizzate sia in termini strutturali che gestionali secondo le attuali regolamentazioni tecniche e regolatorie.

L'identificazione preliminare delle criticità introdotte dalla presenza di impianti di taglia medio-piccola in sistemi sviluppati ed eserciti secondo criteri di passività ha condotto alla focalizzazione delle problematiche del monitoraggio delle condizioni di funzionamento del sistema di distribuzione e allo sviluppo di soluzioni finalizzate alla regolazione degli impianti di rete e di utenza, al fine di garantire il soddisfacimento delle condizioni di sicurezza e di qualità correlate sia all'esercizio del sistema di distribuzione che alla fornitura del servizio di allacciamento alle utenze attive e passive.

Sono state sviluppate due strategie in grado di assicurare adeguati livelli di accuratezza nella valutazione delle condizioni operative di funzionamento della rete. Entrambe le soluzioni sono state sviluppate nell'ottica di consentire al distributore un adeguato monitoraggio del sistema complessivo senza comportare pesanti aggravii economici per l'acquisizione, l'installazione e la gestione operativa degli apparati di misura e telerilevamento. Le due tecniche di monitoraggio sono state sviluppate in maniera indipendente e possono essere applicate sia individualmente che congiuntamente al fine di garantire una adeguata ridondanza nella stima dello stato di funzionamento della rete.

Una prima soluzione sviluppata è stata basata sulla caratterizzazione approssimata del comportamento dei carichi sottesi alle linee di distribuzione, secondo meccanismi di load modelling differenziati per macro-classi di utenza. A questi, completamente esaustivi esclusivamente in reti passive, sono state affiancate la conoscenza delle misure locali disponibili in Cabina Primaria e il monitoraggio discreto del punto di funzionamento dei generatori, realizzato a mezzo di comunicazioni discrete richieste agli impianti GD in presenza di sensibili variazioni delle loro condizioni operative. La strategia di monitoraggio, testata su un arco temporale lungo, ha dimostrato una adeguata efficacia, corredata dal vantaggio non trascurabile di non richiedere la trasmissione continuativa di misurazioni dal campo e di assegnare direttamente ai generatori il costo delle misurazioni remote in funzione del loro livello di variabilità dell'output di potenza.

Una seconda tecnica per il corretto monitoraggio dei sistemi di distribuzione si è basata sulla definizione delle allocazioni ottimizzate per le misure remote di tensione, realizzabili on-line o in forma discreta. Un nuovo parametro è stato definito e introdotto nella trattazione al fine di fornire una rappresentazione complessiva delle caratteristiche salienti della rete e degli impianti ad essa sottesi in merito alla computazione dello stato operativo del sistema di distribuzione. La definizione finale dei siti di misura considera le diverse modalità operative che possono verificarsi su ogni specifico sistema di distribuzione e consente una rapida identificazione delle peculiarità delle reti e delle relative criticità nell'esecuzione di una valutazione dello stato di funzionamento.

Sfruttando i risultati ottenibili dagli stimatori sviluppati e tenendone in considerazione i limiti e le performance, sono state ideate due modalità di controllo finalizzate alla gestione ottimizzata delle reti attive di distribuzione. I due approcci si differenziano in funzione del loro orizzonte temporale di applicazione, il quale è influenzato dalle ipotesi preliminari poste e dalla metodologia di azione proposta per il condizionamento del funzionamento degli impianti connessi al sistema.

La prima metodologia si basa sul controllo on-line della rete di distribuzione, in particolare dei livelli di tensione ai diversi nodi, realizzata a mezzo dell'invio di segnali di set point di scambio reattivo tra le unità di generazione e le linee alle quali sono allacciati. La regolazione coordinata dei riferimenti di fattore di potenza in generazione e della posizione attiva del variatore sotto carico consente di ottenere un generale rispetto dei vincoli di tensione al variare delle condizioni operative di rete, del livello di penetrazione della GD, della distribuzione sulla rete delle unità di generazione e della topologia del sistema di distribuzione. La compensazione locale degli scambi reattivi sulle diverse linee di distribuzione in assenza di violazioni dei vincoli di tensione consente inoltre una riduzione del livello di carico medio dei componenti di linea e un generale contenimento delle perdite di distribuzione.

Infine, una prospettiva regolatoria di medio-lungo periodo è stata ideata per il sistema di distribuzione nell'ipotesi di sviluppo di un mercato locale dell'energia. Lo scenario individuato consente il mantenimento dei singoli vincoli di rete, puntuali o globali, attraverso la costruzione di un sistema di prezzi differenziato per i singoli nodi in funzione del contributo fornito dalle relative utenze connesse alla regolazione della rete o alla violazione di alcuni vincoli operativi. L'approccio sviluppato considera le specifiche peculiarità del sistema di distribuzione e identifica un possibile mercato sia per lo scambio di potenza attiva (il quale può coinvolgere gli impianti di utenza, i sistemi di generazione, gli accumulatori) che per la gestione degli scambi reattivi (al quale possono partecipare gli impianti di generazione, i compensatori e in generale tutti i soggetti in grado di modulare il proprio fattore di potenza in funzione di un segnale di prezzo). L'architettura studiata consente inoltre lo sviluppo di analisi economiche in merito alla quantificazione della convenienza di alcuni interventi di sviluppo e adeguamento delle reti e in merito al mantenimento di alcune specifiche modalità operative per la gestione del sistema di distribuzione, anche in considerazione della possibilità di mantenere alimentate isole di generazione scollegate dal restante sistema elettrico di trasmissione e distribuzione.

---

## RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- [1] T. Ackermann, G. Andersson e L. Söder, “Distributed generation: a definition”, *Electric Power Systems Research*, vol. 57, n. 1, 2001, pp. 195-204;
- [2] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans e W. D’haeseleer, “Distributed generation: definition, benefits and issues”, *Energy Policy*, vol. 33, n. 6, 2005, pp. 787-798;
- [3] “The SmartGrids European technology platform - vision and strategy for Europe’s electricity networks of the future”, European Commission, EUR 22040;
- [4] J.A. Peças Lopes, N. Hatziargyriou, J. Mutale, P. Djapic, N. Jenkins, “Integrating distributed generation into electric power systems: a review of drivers, challenges and opportunities”, *Electric Power Systems Research*, vol. 77, n. 9, 2007, pp. 1189-1203;
- [5] F. Bignucolo, R. Caldon, V. Prandoni, “Radial MV networks voltage regulation with distribution management system coordinated controller”, *Electric Power Systems Research*, vol. 78, n. 4, 2008, pp. 634-645;
- [6] G. Strbac, “Technical and commercial integration of distributed generation: review of recent developments in the UK”, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2006;
- [7] G. Strbac, N. Jenkins, M. Hird, P. Djapic, G. Nicholson, “Integration of operation of embedded generation and distribution networks”, Pubblicazione UMIST, 2002;
- [8] “Embedded generation and network management issues”, Pubblicazione DTI Department of Trade and Industry, 2000;
- [9] “GenAVC – Active local distribution network management for embedded generation”, Pubblicazione DTI Department of Trade and Industry, 2005;
- [10] “New technologies to facilitate increased levels of distributed generation”, Pubblicazione DTI Department of Trade and Industry, 2006;
- [11] G. Strbac, “Electric Power Systems Research on dispersed generation”, *Electric Power Systems Research*, vol. 77, n. 9, 2007, pp. 1143-1147;
- [12] V. Prandoni, M. Vezzola, R. Caldon, “Sistemi di comunicazione richiesti da una rete di distribuzione MT con elevata penetrazione di GD”, Pubblicazione CESI Ricerca di sistema, 2005;
- [13] V.C. Gungor, F.C. Lambert, “A survey on communication networks for electric system automation”, *Computer Networks*, vol. 50, n. 7, 2006, pp. 877-897;

- [14] M. Fontela, P. Mellestrand, B. Stahl, C. Andrieu, R. Gustavsson, B. Enacheanu, A. Martin, “Integration of new ICTS for EPS in the scope of utilities services”, CIRED, Torino, 2005;
- [15] “Advanced metering technology for embedded generation”, Pubblicazione DTI Department of Trade and Industry, 2006;
- [16] A. Abur, A.G. Exposito, “Power system state estimation – theory and implementation”, New York, Marcel Dekker Inc., 2004;
- [17] A.J. Wood, B.F. Wollenberg, “Power generation, operation and control – second edition”, New York, John Wiley & Sons Inc., 1996, pp. 453-513;
- [18] A. Paolucci, “Lezioni di trasmissione dell’energia elettrica”, Padova, CLEUP Editore, 2000;
- [19] I. Chilvers, A. Shafiu, T. Bopp, N. Jenkins, G. Strbac, “Operation, control and protection of active distribution networks”, CIRED, Torino, 2005;
- [20] S. Grenard, D. Pudjianto, G. Strbac, “Benefits of active management of distribution network in the UK”, CIRED, Torino, 2005;
- [21] V. Roberts; A. Collinson, A. Beddoes, “Active networks for the accommodation of dispersed generation”, CIRED, Barcellona, 2003;
- [22] H. Leite, H.Y. Li, N. Jenkins, P.F. Gale, “Real-time voltage regulation of distribution networks with distributed generation”, CIRED, Barcellona, 2003;
- [23] R.M. Ciric, A. Padilha, I.F. Ehrenberg Dossi Denis, L.F. Ochoa, “Integration of the dispersed generators in the distribution management system”, IEEE PowerTech, Bologna, 2003;
- [24] A. Shafiu, V. Thornley, N. Jenkins, G. Strbac, A. Maloyd, “Control of active networks”, CIRED, Torino, 2005;
- [25] C.M. Hird, H. Leite, N. Jenkins, H. Li, “Network voltage controller for distributed generation”, IEE Proceedings on Generation Transmission and Distribution., vol. 151, n. 2, 2004, pp. 150-156;
- [26] F. Bignucolo, R. Caldon, M. Valente, “Probabilistic voltage estimation for the active control of distribution networks”, CIRED, Vienna, 2007;
- [27] F. Bignucolo, R. Caldon, “Simplified method to assess the uncertainty degree of voltage estimation in active distribution networks”, PowerTech, Losanna, 2007;
- [28] F. Bignucolo, R. Caldon, “Optimizing the voltage measurements location for the management of active distribution networks”, UPEC Universities Power Engineering Conference, Brighton, 2007;
- [29] F. Bignucolo, R. Caldon, “State estimation of radial distribution networks: a novel procedure for measurement siting”, PSCC Power Systems Computation Conference, Glasgow, 2008;
- [30] A. Shafiu, N. Jenkins, G. Strbac, “Measurement location for State Estimation of distribution networks with generation”, IEE Proceedings on Generation Transmission and Distribution, vol. 152, n. 2, 2005, pp. 240-246;
- [31] “MatLab® 6 Getting Started Guide”, [www.mathworks.com](http://www.mathworks.com);

- [32] “DIgSILENT® PowerFactory 13.1 Operating manual”, [www.digsilent.de](http://www.digsilent.de);
- [33] K. Li, “State estimation for power distribution system and measurement impacts”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, n. 2, 1996, pp. 911-916;
- [34] M. Hird, N. Jenkins, P. Taylor, “An active 11 kV voltage controller: practical considerations”, CIRED, Barcellona, 2003;
- [35] H. Li, B. Yunus, G. Strbac, “The impact of communication channels availability on distribution state estimator”, CIRED, Torino, 2005;
- [36] A.K. Ghosh, D.L. Lubkeman, R.H. Jones, “Load modelling for distribution circuit State Estimation”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 12, n. 2, 1997, pp. 999-1005;
- [37] A. Bertani, M. Marzoli, C.A. Nucci, A. Borghetti, F. Napolitano, M. Di Silvestro “Definizione di una metodologia basata su reti neurali per la previsione delle richieste energetiche e applicazione per la previsione del carico elettrico in reti BT”, Pubblicazione CESI Ricerca di sistema, 2005;
- [38] D.L. Lubkeman, J. Zhang, A.K. Ghosh, R.H. Jones, “Field results for a distribution circuit state estimator implementation”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 15, n. 1, 2000, pp. 399-406;
- [39] M. Alabiso, A. Ardito, “Contributo delle elettrotecnologie per usi finali al carico di punta”, Pubblicazione CESI Ricerca di sistema, 2005;
- [40] R. O’Gorman, M. Redfern, “The impact of distributed generation on voltage control in distribution systems”, CIRED, Torino, 2005;
- [41] M. Lees, A. Collinson, M. Barlow, “Practical measures to accommodate increased levels of distributed generation in existing distribution networks”, CIRED, Barcellona, 2003;
- [42] G. Celli, E. Giani, S. Mocci, F. Pilo, “A multi-objective evolutionary algorithm for the sizing and siting of distributed generation”, *IEEE Transactions Power Systems*, vol. 20, n. 2, 2005, pp. 750-757;
- [43] P.N. Vovos, J.W. Bialek, G.P. Harrison, “Optimal generation capacity allocation and network expansion signaling using OPF”, UPEC Universities Power Engineering Conference, Bristol, 2004;
- [44] C.L.T. Borges, D.M. Falcao, “Optimal distributed generation allocation for reliability, losses and voltage improvement”, *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 28, n. 6, 2006, pp. 413-420;
- [45] J. Sugimoto, R. Yokoyama, T. Niimura, F. Fukuyama, “Tabu search based-optimal allocation of voltage control devices by connections of distributed generators in distribution systems”, UPEC Universities Power Engineering Conference, Bristol, 2004;
- [46] J. Dixon, S. Moran, J. Rodriguez, “Reactive power compensation technologies: state-of-the-art review”, *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, n. 12, 2005;
- [47] H. Leite, H.Y. Li, N. Jenkins, P.F. Gale, “Real-time voltage regulation of distribution networks with distributed generation”, CIRED, Barcellona, 2003;
- [48] A.E. Kiprakis, A.R. Wallace, “Hybrid control of distributed generators connected to weak rural networks to mitigate voltage variation”, CIRED, Barcellona, 2003;

- [49] F.A. Viawan, A. Sannito, J. Daalder, “Voltage control with on-load tap changers in medium voltage feeders in presence of distributed generation”, *Electric Power Systems Research*, vol. 77, n. 10, 2007, pp. 1314-1322;
- [50] S. Repo, A. Nikander, H. Laaksonen, P. Jarventausta, “A method to increase the integration of distributed generation on weak distribution networks”, CIGRE, Barcellona, 2003;
- [51] M. Poller, S. Achilles, “Aggregated wind park models for analyzing power system dynamics”, DIGSILENT® publication, 2004;
- [52] J. Morren, S.W.H. de Haan, J.A. Ferreira, “Contribution of DG units to voltage control: active and reactive power limitations”, *Powertech*, San Pietroburgo, 2005;
- [53] N.C. Scott, D.J. Atkinson, J.E. Morrell, “Use of load control to regulate voltage on distribution networks with embedded generation”, *IEEE Transactions On Power Delivery*, vol. 17, n. 2, 2002, pp. 510 – 515;
- [54] L. Kojovic, “Impact of DG and voltage regulator interaction on distribution system voltage regulation”, CIGRE, Barcellona, 2003;
- [55] P.N. Vovos, A.E. Kiprakis, A.R. Wallace, G.P. Harrison, "Centralized and distributed voltage control: impact on distributed generation penetration", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, n. 1, 2007, pp. 476-483;
- [56] S.K. Salman, Z.G. Wan, “Voltage control of distribution network with distributed/ embedded generation using fuzzy logic-based AVC relay”, *UPEC Universities Power Engineering Conference*, Newcastle Upon Tyne, 2007;
- [57] M. Fila, G.A. Taylor, M.R. Irving, J. Hiscock, P. Lang, P. Aston, “Systematic modeling and analysis of tap voltage control schemes”, *UPEC Universities Power Engineering Conference*, Newcastle Upon Tyne, 2007;
- [58] R.H. Liang, C.K. Cheng, “Dispatch of main transformer ULTC and capacitors in a distribution system”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 16, n. 4, 2001, pp. 625-630;
- [59] Y. Liu, P. Zhard, X. Qiu, “Optimal reactive power and voltage control for radial distribution system”, *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Seattle, 2000;
- [60] P. Cartwright, L. Holdsworth, J.B. Ekanayake, N. Jenkins, “Co-ordinated voltage control strategy for a doubly fed induction generator (DFIG) based wind farm”, *IEE Proceedings on Generation Transmission and Distribution*, vol. 151, n. 4, 2004, pp. 495-502;
- [61] J.C. Leao, C.M. Affonso, W. Freitas, L.C.P. da Silva, “Impact of dynamic reactive power compensation on induction generator islanding detection”, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, San Francisco, 2004;
- [62] M.A. Kashem, G. Ledwich, “Energy requirement for distributed energy resources with battery energy storage for voltage support in three-phase distribution lines”, *Electric Power Systems Research*, vol. 77, n. 1, 2007, pp. 10-23;
- [63] E. Twining, D.G. Holmes, “Voltage compensation in weak distribution networks using multiple shunt connected voltage source inverters”, *PowerTech*, Bologna, 2003;
- [64] F. Bignucolo, R. Caldon, V. Prandoni, S. Spelta and M. Vezzola, “The voltage control on MV distribution networks with aggregated DG units (VPP)”, *UPEC Universities Power Engineering Conference*, Newcastle Upon Tyne, 2006;

- 
- [65] F. Bignucolo, R. Caldon, V. Prandoni, M. Vezzola, "Il controllo attivo della tensione nelle reti di distribuzione MT con elevata penetrazione di generazione distribuita", Convegno AEIT, Capri, 2006;
- [66] E. Riva Sanseverino, G. Pecoraro, A. Borghetti, M. Bosetti, M. Paolone, "Optimal operating point calculation for medium voltage distribution systems", PowerTech, Bologna, 2007;
- [67] A. Borghetti, M. Bosetti, C.A. Nucci, M. Paolone, "Dispersed energy resources scheduling for the intentional islanding operation of distribution systems", PSCC Power Systems Computation Conference, Glasgow, 2008;
- [68] F.C. Schweppe, M.C. Caramanis, R.D. Tabors, R.E. Bohn, "Spot pricing of electricity", Boston, Dordrecht, London, Kluwer Academic Publishers, 1988;
- [69] D. Poli, M. Marracci, D. Pianura, A. Gelmini, "Confronto tra meccanismi per la determinazione del prezzo su base nodale e su base zonale", Pubblicazione CESI Ricerca di sistema, 2003;
- [70] F. Bignucolo, A. Sacco, R. Caldon, S. Scalari, "The distribution spot price concept applied to management and planning of active networks", articolo accettato per la conferenza PowerTech, Bucarest, 2009;
- [71] L. Carradore, F. Bignucolo, "Distributed multi-generation and application of the energy hub concept in future networks", UPEC Universities Power Engineering Conference, Padova, 2008;
- [72] F.C. Schweppe, M.C. Caramanis, R.E. Bohn, "Optimal spot pricing: practice and theory", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-101, n. 9, 1982, pp. 100-102;
- [73] G. Strbac, "Demand side management: benefits and challenges", Energy Policy, vol. 36, n. 12, 2008, pp. 4419-4426;
- [74] "Constrained nonlinear optimization", MatLab<sup>®</sup> Help, The MathWorks, Inc., 1984-2008;
- [75] "Knitro 5.2 User's manual", Ziena Optimization Inc., 2008;
- [76] F. Bignucolo, R. Caldon, M. Frigo, A. Morini, A. Pitto, F. Silvestro, "Impact of distributed generation on network security: effects on loss of main protection reliability", UPEC Universities Power Engineering Conference, Padova, 2008.





---

# ELENCO DEGLI ACRONIMI UTILIZZATI

AEEG	Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas
AAT	Altissima Tensione
ARIMA	AutoRegressive Integrated Moving Average
ARMA	AutoRegressive Moving Aaverage
AT	Alta Tensione
AVPFC	Automatic Voltage and Power Factor Controller
BT	Bassa Tensione
DMS	Distribution Management System
DSC	Discrete Step Communication
DSE	Distribution State Estimation
GA	Genetic Algorithm
GD	Generazione Distribuita
GSE	Gestore dei Servizi Elettrici
LAN	Local Area Network
LF	Load Flow
LV	Low Voltage
LMF	Load Model Factor
MLE	Maximum Likelihood Estimation
MLP	MultiLayer Perception
MT	Media Tensione
MV	Medium Voltage
NSGA	Non-dominated Sorting Genetic Algorithm
OLTC	On Load Tap Changer
OPF	Optimal Power Flow
PDF	Probability Density Function

RTC	Regole Tecniche di Connessione
RTU	Remote Terminal Unit
SARIMA	Seasonal AutoRegressive Integrated Moving Average
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SE	State Estimation
TSE	Transmission State Estimation
TSO	Transmission System Operator
UP	Unità Periferica
VSC	Variatore Sotto Carico
WLS	Weighted Least Squares

# APPENDICE – RETI TEST

## RETE TEST 32 NODI

È di seguito riportata la caratterizzazione di dettaglio della rete test di riferimento utilizzata per alcune delle simulazioni riportate in precedenza (Figura 93, Tabella 41, Tabella 42 e Tabella 43).

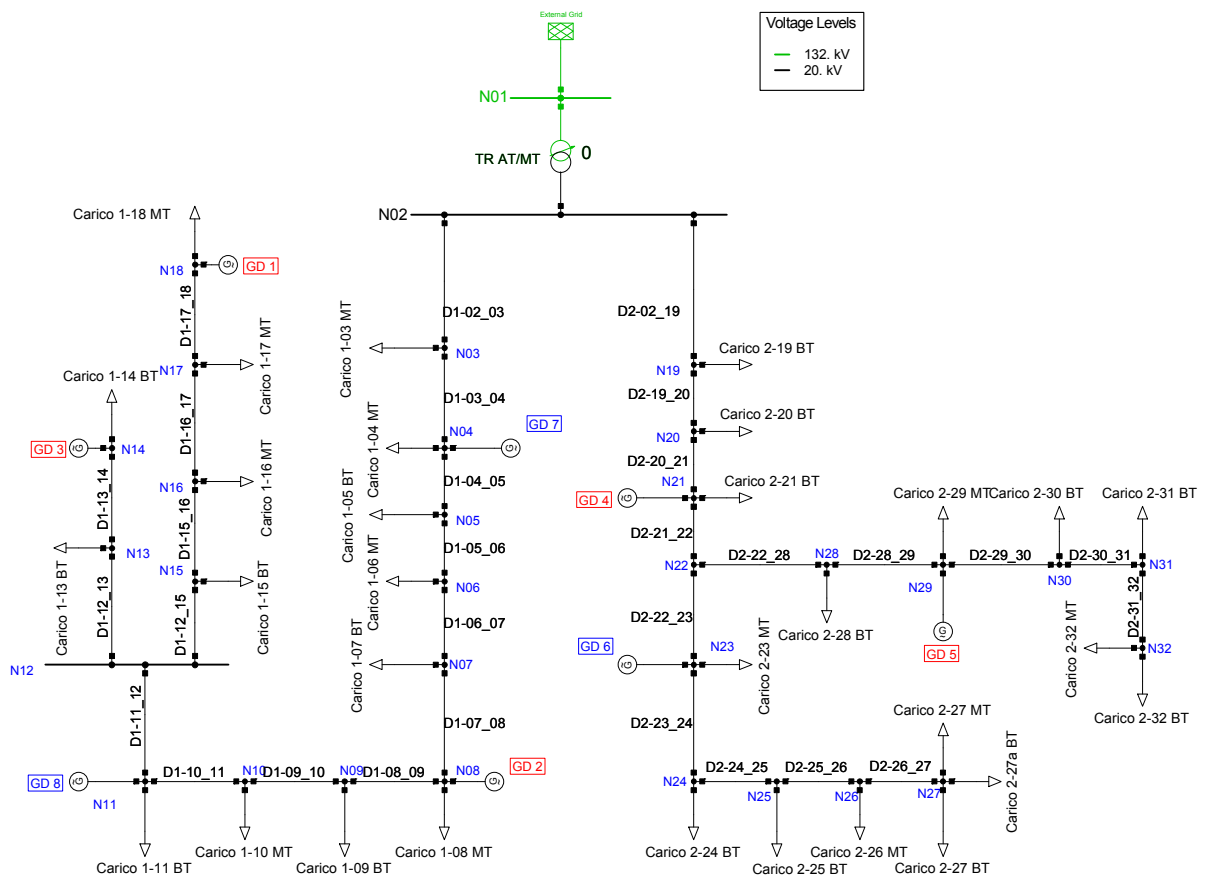


Figura 93 - Schema unifilare della rete test di riferimento a 32 nodi

**Tabella 41 - Dati salienti delle utenze attive e passive connesse alla rete a 32 nodi**

Nodo	Carichi			Generatori					
	$d_p$ [MW]	$d_Q$ [Mvar]	$\cos\varphi$	Nome	$S_n$ [MVA]	$g_p^0$ [MW]	$g_Q^0$ [Mvar]	$g_{P,\min+\text{MAX}}$ [MW]	$g_{Q,\min+\text{MAX}}$ [Mvar]
3	2,000	0,969	0,90						
4	0,500	0,242	0,90	GD7	7,50	6,75	0	2,25÷7,50	-1,50÷1,50
5	0,262	0,176	0,83						
6	1,400	0,678	0,90						
7	0,150	0,101	0,83						
8	0,450	0,218	0,90	GD2	3,50	3,15	2,36	1,05÷3,50	-0,70÷0,70
9	0,125	0,084	0,83						
10	0,320	0,155	0,90						
11	0,125	0,084	0,83	GD8	7,50	6,75	0	2,25÷7,50	-1,50÷1,50
12	0	0							
13	0,132	0,089	0,83						
14	0,120	0,081	0,83	GD3	3,50	3,15	2,36	1,05÷3,50	-0,70÷0,70
15	0,100	0,067	0,83						
16	0,550	0,266	0,90						
17	0,400	0,194	0,90						
18	0,950	0,460	0,90	GD1	7,50	6,75	5,06	2,25÷7,50	-1,50÷1,50
19	0,250	0,168	0,83						
20	0,190	0,128	0,83						
21	0,190	0,128	0,83	GD4	3,50	3,15	0	1,05÷3,50	-0,70÷0,70
22	0	0							
23	0,350	0,170	0,90	GD6	7,50	6,75	0	2,25÷7,50	-1,50÷1,50
24	0,180	0,121	0,83						
25	0,190	0,128	0,83						
26	0,500	0,242	0,90						
27	1,700	0,955	0,90						
28	0,150	0,099	0,83						
29	0,200	0,097	0,90	GD5	3,50	3,15	0	1,05÷3,50	-0,70÷0,70
30	0,250	0,168	0,83						
31	0,150	0,101	0,83						
32	1,080	0,557	0,90						

**Tabella 42 - Dati salienti della Cabina Primaria della rete a 32 nodi**

Nodo AT	Nodo MT	$S_n$ [MVA]	$V_{nAT}$ [kV]	$V_{nMT}$ [kV]	$v_{cc}$ [%]	$P_{cc}$ [%]	VSC
1	2	40	132	20	15,5	0,44	$\pm 12 \times 0,75\%$

Tabella 43 - Dati salienti delle linee della rete a 32 nodi

Nome	Tipo di linea	$V_n$ [kV]	Lunghezza [km]	$r_{km}$ [ $\Omega$ ]	$x_{km}$ [ $\Omega$ ]	$c_{km}$ [ $\Omega$ ]	$I_{MAX}$ [A]
D1-02_03	Al 240 cavo	20	0,942	0,125	0,335	0,360	400
D1-03_04	Al 240 cavo	20	0,810	0,125	0,335	0,360	400
D1-04_05	Al 240 cavo	20	0,266	0,125	0,335	0,360	400
D1-05_06	Al 240 cavo	20	0,642	0,125	0,335	0,360	400
D1-06_07	Al 150 cavo	20	0,809	0,206	0,382	0,340	280
D1-07_08	Al 150 cavo	20	0,266	0,206	0,382	0,340	280
D1-08_09	Al 240 cavo	20	1,000	0,125	0,335	0,360	400
D1-09_10	Al 240 cavo	20	1,200	0,125	0,335	0,360	400
D1-10_11	Al 150 cavo	20	1,126	0,206	0,382	0,340	280
D1-11_12	Al 240 cavo	20	0,378	0,125	0,335	0,360	400
D1-12_13	Cu 35 aerea	20	0,935	0,519	1,229	0,009	180
D1-12_15	Al 150 cavo	20	0,595	0,206	0,382	0,340	280
D1-13_14	Cu 35 aerea	20	0,640	0,519	1,229	0,009	180
D1-15_16	Al 150 cavo	20	0,400	0,206	0,382	0,340	280
D1-16_17	Cu 35 aerea	20	1,500	0,519	1,229	0,009	180
D1-17_18	Cu 35 aerea	20	2,000	0,519	1,229	0,009	180
D2-02_19	Al 240 cavo	20	1,270	0,125	0,335	0,360	400
D2-19_20	Cu 70 aerea	20	1,652	0,268	1,165	0,010	280
D2-20_21	Cu 70 aerea	20	1,000	0,268	1,165	0,010	280
D2-21_22	Cu 50 aerea	20	1,800	0,352	1,225	0,009	235
D2-22_23	Cu 50 aerea	20	1,500	0,352	1,225	0,009	235
D2-22_28	Al 95 cavo	20	1,200	0,320	0,406	0,290	200
D2-23_24	Cu 50 aerea	20	1,540	0,352	1,225	0,009	235
D2-24_25	Cu 50 aerea	20	0,825	0,352	1,225	0,009	235
D2-25_26	Cu 50 aerea	20	1,100	0,352	1,225	0,009	235
D2-26_27	Cu 70 aerea	20	1,000	0,268	1,165	0,010	280
D2-28_29	Al 95 cavo	20	0,700	0,320	0,406	0,290	200
D2-29_30	Al 95 cavo	20	0,900	0,320	0,406	0,290	200
D2-30_31	Al 95 cavo	20	0,700	0,320	0,406	0,290	200
D2-31_32	Al 95 cavo	20	1,300	0,320	0,406	0,290	200

## RETE TEST 46 NODI

La seconda rete di riferimento sviluppata (Figura 94) è di seguito rappresentata e caratterizzata in forma tabulare (Tabella 44, Tabella 45 e Tabella 46).

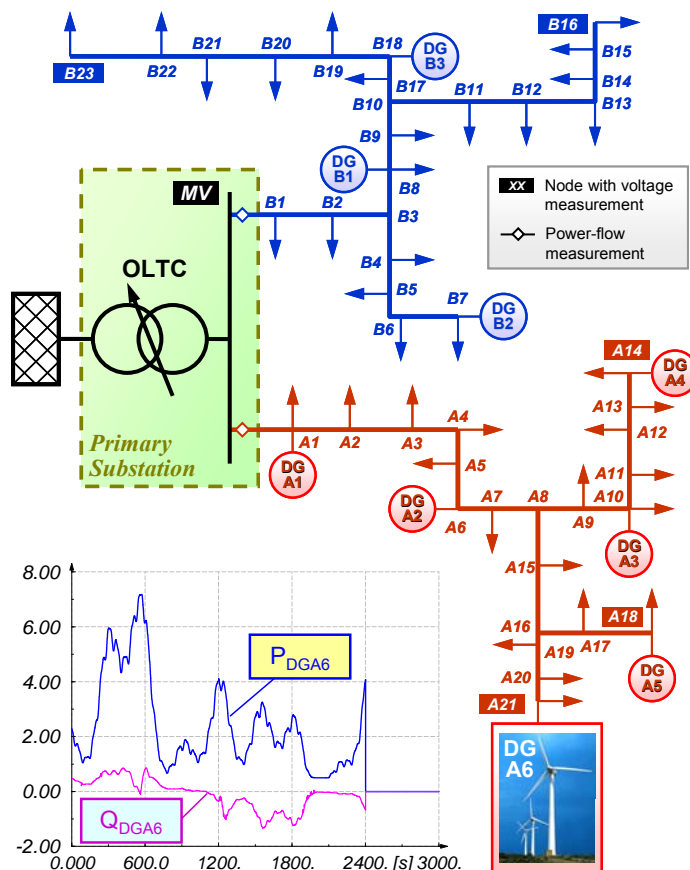


Figura 94 - Schema unifilare della rete test di riferimento a 46 nodi

Tabella 44 - Dati salienti delle utenze attive e passive connesse alla rete a 46 nodi

Nodo	Carichi			Generatori	
	$d_p$ [MW]	$d_Q$ [Mvar]	$\cos\varphi$	$S_n$ [MVA]	
A01 DGA1	1,01	0,29	0,90	6,00	
A02	0,80	0,23	0,96		
A03	1,01	0,29	0,90		
A04	0,80	0,23	0,96		
A05	0,30	0,09	0,96		
A06 DGA2				6,00	
A07	1,01	0,29	0,90		
A08	1,01	0,29	0,90		
A10 DGA3	1,01	0,29	0,90	4,00	
A11	1,01	0,29	0,90		
A12	1,01	0,29	0,90		
A13	1,01	0,29	0,90		
A14 DGA4	0,50	0,15	0,96	2,65	
A15	1,01	0,29	0,90		
A17	1,01	0,29	0,90		
A18 DGA5	1,01	0,29	0,90	4,00	
A20	0,50	0,15	0,96		
A21 DGA6	0,30	0,09	0,96	7,50	
B01	0,39	0,15	0,93	5,00	
B02	1,56	0,59	0,89		
B04	0,39	0,15	0,93		
B05	0,39	0,15	0,93		
B06	0,78	0,29	0,94		
B07 DGB2	0,39	0,15	0,93		
B08 DGB1	0,78	0,29	0,94		
B09	0,78	0,29	0,94		
B11	0,39	0,15	0,93		
B12	0,23	0,09	0,93		
B13	0,78	0,29	0,94		
B14	0,39	0,15	0,93		
B15	0,78	0,29	0,94		
B16	0,39	0,15	0,93		
B17	0,78	0,29	0,94		
B18 DGB3					0,80
B19	0,78	0,29	0,94		
B20	0,78	0,29	0,94		
B21	0,78	0,29	0,94		
B22	0,78	0,29	0,94		
B23	1,56	0,59	0,89		

Tabella 45 - Dati salienti della Cabina Primaria della rete a 46 nodi

Nodo AT	Nodo MT	$S_n$ [MVA]	$V_{nAT}$ [kV]	$V_{nMT}$ [kV]	$V_{cc}$ [%]	$P_{cc}$ [%]	VSC
HV	MV	40	132	20	15,5	0,44	$\pm 12 \times 0,75\%$

**Tabella 46 - Dati salienti delle linee della rete a 46 nodi**

Nome		V <sub>n</sub> [kV]	R [Ω]	X [Ω]
MV	A01 DGA1	20	0.144	0.196
A01	DGA1 A02	20	0.108	0.147
	A02 A03	20	0.163	0.179
	A03 A04	20	0.205	0.225
	A04 A05	20	0.172	0.188
	A05 A06 DGA2	20	0.174	0.191
A06	DGA2 A07	20	0.149	0.164
	A07 A08	20	0.165	0.181
	A08 A09	20	0.249	0.122
	A09 A10 DGA3	20	0.283	0.139
A10	DGA3 A11	20	0.249	0.122
	A11 A12	20	0.277	0.136
	A12 A13	20	0.218	0.107
	A13 A14 DGA4	20	0.302	0.148
	A08 A15	20	0.115	0.096
	A15 A16	20	0.109	0.092
	A16 A17	20	0.202	0.099
	A17 A18 DGA5	20	0.474	0.232
	A16 A19	20	0.297	0.146
	A19 A20	20	0.381	0.187
	A20 A21 DGA6	20	0.318	0.156
MV	B01	20	0.062	0.053
B01	B02	20	0.056	0.048
	B02 B03	20	0.071	0.061
	B03 B04	20	0.316	0.432
	B04 B05	20	0.289	0.395
	B05 B06	20	0.144	0.196
	B06 B07 DGB2	20	0.119	0.162
	B03 B08 DGB1	20	0.128	0.175
B08	DGB1 B09	20	0.127	0.174
	B09 B10	20	0.160	0.219
	B10 B11	20	0.152	0.207
	B11 B12	20	0.149	0.203
	B12 B13	20	0.155	0.211
	B13 B14	20	0.114	0.156
	B14 B15	20	0.161	0.219
	B15 B16	20	0.157	0.214
	B10 B17	20	0.107	0.147
	B17 B18 DGB3	20	0.130	0.177
B18	DGB3 B19	20	0.520	0.710
	B19 B20	20	0.142	0.156
	B20 B21	20	0.813	0.604
	B21 B22	20	0.811	0.603
	B22 B23	20	1.034	0.769



## RETE TEST 95 NODI

La caratterizzazione saliente della rete sviluppata a 95 nodi (Figura 95) sono di seguito riportate a valle della rappresentazione topologica (Tabella 47, Tabella 48 e Tabella 49).

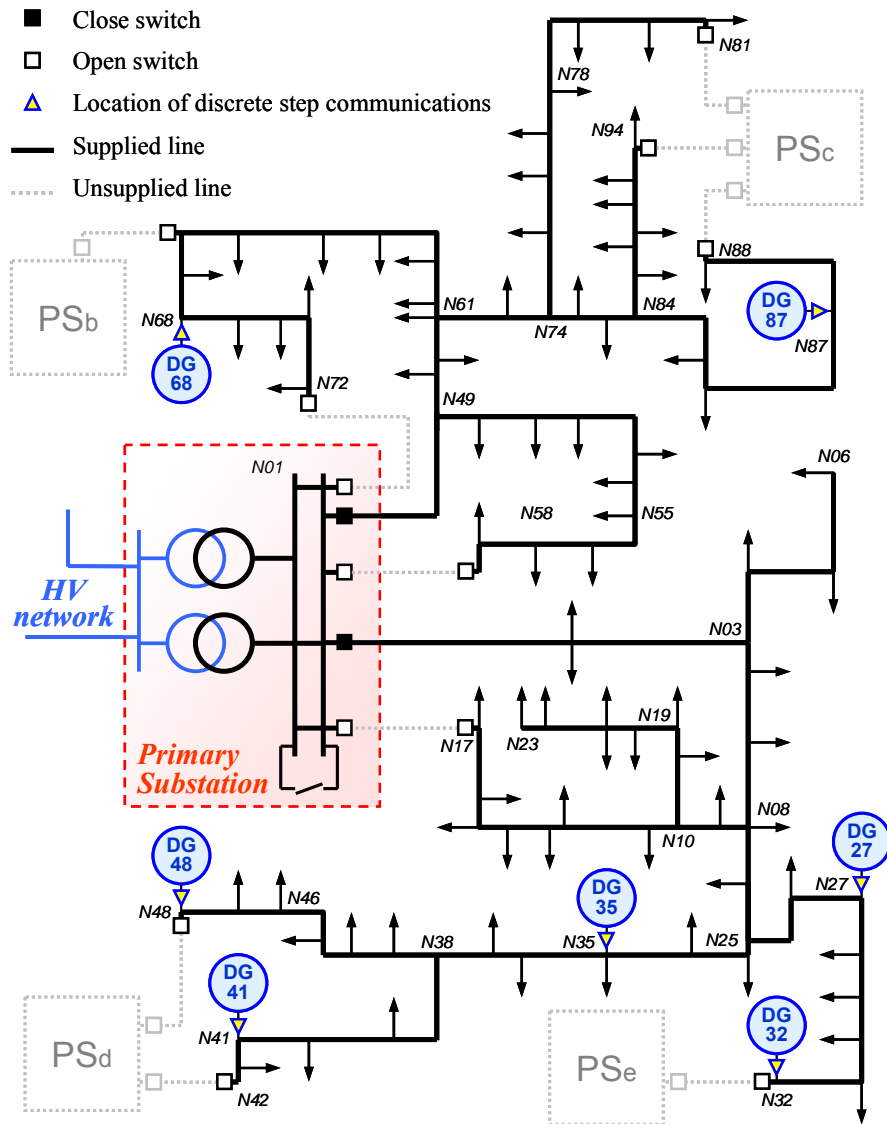


Figura 95 - Schema unifilare della rete test di riferimento a 95 nodi

**Tabella 47 - Dati salienti delle utenze attive e passive connesse alla rete a 95 nodi**

Nodo	Carichi			Generatori	
	d <sub>p</sub> [MW]	d <sub>Q</sub> [Mvar]	cosφ	g <sub>p</sub> [MW]	g <sub>Q</sub> [Mvar]
2	0,615	0,231	0,94		
3	0,475	0,156	0,95		
4	0,340	0,112	0,95		
5	0,478	0,157	0,95		
6	0,163	0,079	0,90		
7	0,162	0,078	0,90		
8	0,357	0,117	0,95		
9	0,240	0,079	0,95		
10	0,010	0,010	0,71		
11	0,383	0,126	0,95		
12	0,074	0,036	0,90		
13	0,550	0,181	0,95		
14	0,460	0,151	0,95		
15	0,124	0,060	0,90		
16	0,078	0,038	0,90		
17	0,800	0,263	0,95		
18	0,120	0,039	0,95		
19	0,080	0,026	0,95		
20	0,191	0,093	0,90		
21	0,627	0,233	0,94		
22	0,187	0,091	0,90		
23	0,072	0,035	0,90		
24	0,408	0,134	0,95		
25	0,010	0,010	0,71		
26	0,084	0,041	0,90		
27	0,400	0,131	0,95	2,00	0,66
28	0,365	0,120	0,95		
29	0,372	0,122	0,95		
30	0,182	0,060	0,95		
31	0,498	0,164	0,95		
32	0,440	0,145	0,95	5,00	1,64
33	0,486	0,160	0,95		
34	0,242	0,080	0,95		
35	0,426	0,140	0,95	3,00	0,99
36	0,118	0,057	0,90		
37	0,150	0,073	0,90		
38	0,010	0,010	0,71		
39	0,169	0,082	0,90		
40	0,382	0,125	0,95		
41	0	0		3,00	0,99
42	0,447	0,147	0,95		
43	0,189	0,092	0,90		
44	0,131	0,064	0,90		
45	0,326	0,107	0,95		
46	0,190	0,092	0,90		
47	0,395	0,130	0,95		
48	0	0		6,00	1,97
49	0,010	0,010	0,71		
50	0,139	0,067	0,90		
51	0,089	0,043	0,90		
52	0,450	0,148	0,95		
53	0,150	0,073	0,90		
54	0,087	0,042	0,90		
55	0,053	0,026	0,90		
56	0,059	0,028	0,90		

57	0,273	0,090	0,95		
58	0,096	0,046	0,90		
59	0,182	0,088	0,90		
60	0,161	0,078	0,90		
61	0,157	0,076	0,90		
62	0,421	0,138	0,95		
63	0,174	0,057	0,95		
64	0,142	0,069	0,90		
65	0,145	0,070	0,90		
66	0,361	0,119	0,95		
67	0,064	0,031	0,90		
68	0	0		3,00	0,99
69	0,312	0,103	0,95		
70	0,278	0,091	0,95		
71	0,199	0,097	0,90		
72	0,396	0,130	0,95		
73	0,174	0,084	0,90		
74	0,010	0,010	0,71		
75	0,194	0,094	0,90		
76	0,366	0,120	0,95		
77	0,644	0,212	0,95		
78	0,257	0,085	0,95		
79	0,090	0,043	0,90		
80	0,168	0,082	0,90		
81	0,505	0,166	0,95		
82	1,219	0,401	0,95		
83	0,149	0,072	0,90		
84	0,010	0,010	0,71		
85	0,654	0,215	0,95		
86	0,158	0,077	0,90		
87	0	0		4,00	1,31
88	0,485	0,159	0,95		
89	0,177	0,086	0,90		
90	0,126	0,061	0,90		
91	0,155	0,075	0,90		
92	0,179	0,087	0,90		
93	0,491	0,162	0,95		
94	0,651	0,214	0,95		

Tabella 48 - Dati salienti della Cabina Primaria della rete a 95 nodi

Nodo AT	Nodo MT	$S_n$ [MVA]	$V_{nAT}$ [kV]	$V_{nMT}$ [kV]	$V_{cc}$ [%]	$P_{cc}$ [%]	VSC
HV	MV	40	132	20	15,5	0,44	$\pm 12 \times 0,75\%$

**Tabella 49 - Dati salienti delle linee della rete a 95 nodi**

Nome	V <sub>n</sub> [kV]	Lunghezza [km]	R [Ω]	X [Ω]
Linea 01-02	20	1,500	0,187	0,158
Linea 01-49	20	1,690	0,211	0,178
Linea 02-03	20	1,620	0,202	0,171
Linea 03-04	20	0,490	0,124	0,061
Linea 03-07	20	0,190	0,024	0,020
Linea 04-05	20	0,390	0,099	0,048
Linea 05-06	20	0,100	0,025	0,012
Linea 07-08	20	0,640	0,080	0,067
Linea 08-09	20	1,050	0,266	0,130
Linea 08-24	20	1,980	0,247	0,208
Linea 09-10	20	0,340	0,086	0,042
Linea 10-11	20	0,590	0,149	0,073
Linea 10-18	20	0,820	0,207	0,102
Linea 11-12	20	1,700	0,430	0,211
Linea 12-13	20	1,890	0,478	0,234
Linea 13-14	20	0,530	0,134	0,066
Linea 14-15	20	1,340	0,339	0,166
Linea 15-16	20	0,420	0,106	0,052
Linea 16-17	20	0,960	0,243	0,119
Linea 18-19	20	1,480	0,374	0,184
Linea 19-20	20	1,390	0,352	0,172
Linea 20-21	20	1,620	0,410	0,201
Linea 21-22	20	0,770	0,195	0,095
Linea 22-23	20	0,070	0,018	0,009
Linea 24-25	20	0,990	0,124	0,104
Linea 25-26	20	1,400	0,354	0,174
Linea 25-33	20	1,820	0,460	0,226
Linea 26-27	20	1,790	0,453	0,222
Linea 27-28	20	1,090	0,276	0,135
Linea 28-29	20	1,110	0,281	0,138
Linea 29-30	20	1,400	0,354	0,174
Linea 30-31	20	1,860	0,471	0,231
Linea 31-32	20	0,870	0,220	0,108
Linea 33-34	20	0,270	0,068	0,033
Linea 34-35	20	0,170	0,043	0,021
Linea 35-36	20	1,680	0,425	0,208
Linea 36-37	20	1,150	0,291	0,143
Linea 37-38	20	0,060	0,015	0,007
Linea 38-39	20	0,820	0,207	0,102
Linea 38-43	20	0,080	0,020	0,010
Linea 39-40	20	1,800	0,455	0,223
Linea 40-41	20	1,020	0,258	0,126
Linea 41-42	20	0,550	0,139	0,068
Linea 43-44	20	0,060	0,015	0,007
Linea 44-45	20	1,630	0,412	0,202
Linea 45-46	20	1,420	0,359	0,176
Linea 46-47	20	1,840	0,466	0,228
Linea 47-48	20	1,090	0,276	0,135
Linea 49-50	20	1,800	0,455	0,223
Linea 49-59	20	1,900	0,237	0,200
Linea 50-51	20	0,310	0,078	0,038
Linea 51-52	20	0,870	0,220	0,108
Linea 52-53	20	0,880	0,223	0,109
Linea 53-54	20	0,930	0,235	0,115
Linea 54-55	20	0,590	0,149	0,073

---

Linea 55-56	20	0,970	0,245	0,120
Linea 56-57	20	1,250	0,316	0,155
Linea 57-58	20	1,590	0,402	0,197
Linea 59-60	20	1,220	0,152	0,128
Linea 60-61	20	0,900	0,112	0,095
Linea 61-62	20	1,460	0,369	0,181
Linea 61-73	20	0,580	0,147	0,072
Linea 62-63	20	0,960	0,243	0,119
Linea 63-64	20	0,120	0,030	0,015
Linea 64-65	20	0,370	0,094	0,046
Linea 65-66	20	0,190	0,048	0,024
Linea 66-67	20	2,000	0,506	0,248
Linea 67-68	20	1,110	0,281	0,138
Linea 68-69	20	1,400	0,354	0,174
Linea 69-70	20	1,860	0,471	0,231
Linea 70-71	20	0,870	0,220	0,108
Linea 71-72	20	0,270	0,068	0,033
Linea 73-74	20	0,170	0,043	0,021
Linea 74-75	20	1,680	0,425	0,208
Linea 74-82	20	1,150	0,291	0,143
Linea 75-76	20	0,060	0,015	0,007
Linea 76-77	20	0,820	0,207	0,102
Linea 77-78	20	0,080	0,020	0,010
Linea 78-79	20	1,800	0,455	0,223
Linea 79-80	20	1,020	0,258	0,126
Linea 80-81	20	0,550	0,139	0,068
Linea 82-83	20	0,060	0,015	0,007
Linea 83-84	20	1,630	0,412	0,202
Linea 84-85	20	1,420	0,359	0,176
Linea 84-89	20	1,840	0,466	0,228
Linea 85-86	20	1,090	0,276	0,135
Linea 86-87	20	1,800	0,455	0,223
Linea 87-88	20	1,900	0,481	0,236
Linea 89-90	20	0,310	0,078	0,038
Linea 90-91	20	0,400	0,101	0,050
Linea 91-92	20	1,460	0,369	0,181
Linea 92-93	20	0,580	0,147	0,072
Linea 93-94	20	0,960	0,243	0,119

---