

LA REGOLAZIONE DELLA FREQUENZA E DELLA TENSIONE IN UN SISTEMA ELETTRICO INTERCONNESSO ATTRAVERSO UN CONTROLLO COORDINATO DELLE POTENZE ATTIVE E REATTIVE

P. Marannino*, G. Piccini**, F. Zanellini*

* Dipartimento di Ingegneria Elettrica Università degli Studi di Pavia

** Urbangreen Consulting

1 Premessa

L'evoluzione dell'organizzazione dei sistemi elettrici dalle strutture verticalmente integrate del recente passato alle nuove forme con un più o meno accentuato processo di separazione delle funzioni e di deregolamentazione, conseguente all'affermarsi del libero mercato dell'energia elettrica, comporta in tutti i paesi in cui questo passaggio si sta compiendo o si è già concluso, profondi cambiamenti nella gestione della rete elettrica e nella programmazione del suo sviluppo.

Nel nuovo ambiente competitivo va peraltro attuandosi un'estensione delle interconnessioni tra vari sistemi con l'obiettivo del conseguimento di nuove opportunità da parte degli agenti del mercato quali:

- la possibilità di accedere a risorse che prima erano irraggiungibili;
- l'aumento di risorse di generazione disponibili e quindi di riserva di potenza;
- le maggiori possibilità di effettuare scambi di energia tra aree, anche a pari capacità di trasmissione.

Ai vantaggi suddetti, si oppone, data l'impossibilità di accumulo dell'energia elettrica, l'obbligo di bilanciamento continuo tra generazione e carico in sistemi interconnessi di dimensioni sempre più grandi e con caratteristiche strutturali diverse, con conseguente maggior impegno dei dispositivi automatici e di regolazione, come i meccanismi di regolazione primaria, secondaria e terziaria (dove presenti) della tensione e della frequenza. Le sollecitazioni diventano particolarmente importanti, quando esistono differenze non trascurabili (soprattutto se dovute a forti perturbazioni in reti che fanno parte dell'interconnessione) tra gli scenari programmati di generazione, trasmissione e carico e quelli effettivi, il che può introdurre un serio rischio per la sicurezza del sistema in mancanza di un'adeguata riserva. Il mercato libero introduce nuove società di produzione, nuove società distributrici e rivenditrici le quali rappresentano gli intermediari tra utenti finali e produttori. L'utilizzo del sistema elettrico da parte di nuove figure con obiettivi non sempre concordi ha messo in discussione le modalità di esercizio della rete, seguite nel vecchio ambiente verticalmente integrato, sia nella fase di programmazione a breve e brevissimo termine, che nella conduzione in tempo reale.

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso
attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

Nel sistema UCTE a causa dei forti differenziali di prezzo di produzione, spesso presenti fra le reti che fanno parte dell'interconnessione, si vanno intensificando gli scambi tra aree gestite da TSO diversi rendendo perciò problematico e a volte rischioso il vettoriamento dell'energia in condizioni di carenza di informazioni tra gli operatori di mercato e gli stessi TSO.

L'operatore di rete non deve solamente controllare lo stato operativo del sistema ma, essendo responsabile dell'esercizio, deve acquisire le risorse necessarie ad assicurare la qualità della fornitura di energia. Gli strumenti, che garantiscono all'energia immessa in rete e consegnata agli utenti gli adeguati standard di qualità e sicurezza, sono stati recentemente etichettati con il nome di "servizi ancillari". Mentre negli ambienti verticalmente integrati del passato i costi di questi servizi erano implicitamente inclusi nel prezzo di fornitura dell'energia, la liberalizzazione del mercato richiede che i costi vengano esplicitati e, una volta determinati attraverso metodi dedicati, possano attivare i mercati dei servizi ancillari.

Fra questi, particolare attenzione spetta alle regolazioni di frequenza e tensione e al mantenimento di un'adeguata riserva di generazione disponibile a breve o brevissimo termine. Per quanto riguarda la prima grandezza, non sono ancora in atto, almeno a livello di sistema UCTE, iniziative tese alla modifica delle regole di partecipazione di ciascun paese membro all'azione coordinata di sostegno della frequenza del sistema interconnesso e di controllo degli scambi di potenza attiva fra ciascuna area e il resto del sistema, mentre in diversi paesi sono ancora in discussione i criteri da adottare per compensare i generatori che forniscono il servizio di regolazione primaria e secondaria. Per quanto riguarda la regolazione delle tensioni nei nodi della rete, i diversi paesi hanno adottato per ragioni storiche criteri più o meno complessi; in alcuni casi, come in Francia e in Italia, si è giunti alla progettazione di sistemi di controllo gerarchico a più livelli con coordinamento regionale e/o nazionale (regolazione secondaria e terziaria di tensione e potenza reattiva). La partecipazione dei generatori al servizio di regolazione di tensione e fornitura di potenza reattiva, in presenza di queste strutture di controllo, può facilitare l'attivazione di tariffe di remunerazione della potenza reattiva da determinare per ogni area di regolazione secondaria, con la costituzione di mercati zonal del reattivo.

2 Il Sistema Elettrico UCTE

L'Unione per il Coordinamento della Trasmissione dell'Elettricità (UCTE) è l'associazione degli operatori dei sistemi di trasmissione (Transmission System Operator o TSO) nell'Europa continentale che garantisce una base affidabile al mercato dell'energia elettrica attraverso una rete sicura ed efficiente. Nata circa 50 anni fa come UCPTA (Unione per il Coordinamento della Produzione e Trasmissione dell'Elettricità), dal giugno 1999 ha assunto il nome di UCTE, conseguente all'obbligo di separazione in tutti i paesi membri delle funzioni di produzione e trasmissione. L'UCTE ha in carico il coordinamento delle attività di esercizio delle reti di trasmissione gestite da operatori (TSO) che agiscono in 22 nazioni dell'Europa. Attraverso la rete gestita dall'UCTE [1] vengono riforniti di energia elettrica 450 milioni di abitanti, che hanno consumato nel 2003 ben 2100 TWh. Il fabbisogno degli italiani in tale periodo ha raggiunto circa 320 TWh (poco più di 1/7 del totale).

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

Una mappa geografica con l'indicazione degli stati membri e di altri sistemi connessi in modo sincrono a reti di paesi che fanno parte dell'UCTE [1] è riportata nella Figura 1.

Per quanto riguarda le attività legate alla regolazione della frequenza e delle potenze di scambio il sistema è suddiviso in Aree e Blocchi di Controllo.

Un'Area di Controllo (AC) è una parte coerente (in cui c'è sincronismo) del sistema UCTE, che può coincidere con il territorio di una compagnia, una nazione o un'area geografica più limitata, demarcata dalla posizione di punti di misura degli scambi di potenza e di energia con il rimanente sistema interconnesso. L'area, in cui sono presenti carichi e generazioni proprie, è controllata da un singolo TSO. Un'AC può essere una parte di un così detto Blocco di Controllo (BC), con un suo proprio regolatore subordinato nella gerarchia della regolazione secondaria.

Un BC comprende una o più aree di controllo, che lavorano insieme nella funzione della regolazione secondaria, regolando lo scambio globale di potenza e energia con gli altri BC confinanti. L'Italia è nello stesso tempo un'unica area di controllo e un unico blocco di controllo. Le aree di controllo di Francia, Spagna e Portogallo, presentandosi come un'unica antenna rispetto al rimanente sistema UCTE, costituiscono un blocco di controllo indicato con FEP. In Germania sono presenti più aree di controllo legate alla preesistente suddivisione del territorio in aree geografiche in cui operavano diverse compagnie private o pubbliche, che gestivano le loro reti in modalità verticalmente integrata. La decomposizione in aree e blocchi dell'UCTE [1] è mostrata in Figura 2. Ogni AC è gestita da un TSO; nel caso in cui un BC sia costituito da più aree, un solo TSO è responsabile della funzione regolazione secondaria per tutto il blocco. L'attività di controllo del TSO responsabile di un'area e/o di un blocco consiste nella supervisione del programma di scambio totale con le aree e/o i blocchi confinanti e nella definizione dei programmi di compensazione degli scostamenti non voluti degli scambi effettivi da quelli programmati. Ad un livello gerarchico superiore a quello dei BC agiscono i due Centri di Coordinamento (CC) delle regioni in cui è ripartito il sistema UCTE, il CC dell'UCTE Nord con sede in Germania a Brauwelner e il CC dell'UCTE Sud con sede a Laufenburg in Svizzera. I CC sono responsabili della convalida dei programmi di scambio fra i BC in fase di programmazione, dell'acquisizione dei valori delle misure degli scambi di energia lungo le linee di collegamento fra i vari blocchi, del calcolo delle deviazioni degli scambi effettivi da quelli programmati e della definizione dei programmi di compensazione che vengono attuati nella settimana successiva a quella del corrente esercizio. Nella configurazione del sistema UCTE ci sono state sino al 10 ottobre 2004 due zone sincrone separate (Figura 4), la cui consistenza è conseguita alle distruzioni causate dalle guerre nella ex Jugoslavia, che hanno colpito anche impianti elettrici e elettrodotti. La zona più grande ad ovest, con una richiesta di carico alla punta di circa 300 GW, si estende dal Portogallo sino alla Polonia e all'Ungheria, comprendendo solo parte della ex Jugoslavia. L'Italia con una richiesta che in ore di punta ha superato 53 GW ($\cong 1/6$ del totale) è un'Area di Controllo (o BC) in antenna in questa prima interconnessione, con programmi di scambio che prevedono importazioni fino a 7000 MW (circa il 14% del consumo interno). Le reti di Albania, Serbia - Montenegro, Macedonia, Grecia, Romania e Bulgaria costituiscono la seconda zona sincrona ad est. La prima risincronizzazione delle due parti [2] è stata realizzata il 10 ottobre 2004 a scambi praticamente nulli e nel 2005 dovrebbe essere rivista la politica degli scambi in base a nuovi calcoli di TTC (Total Transmission Capacity) effettuati da ETSO.

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

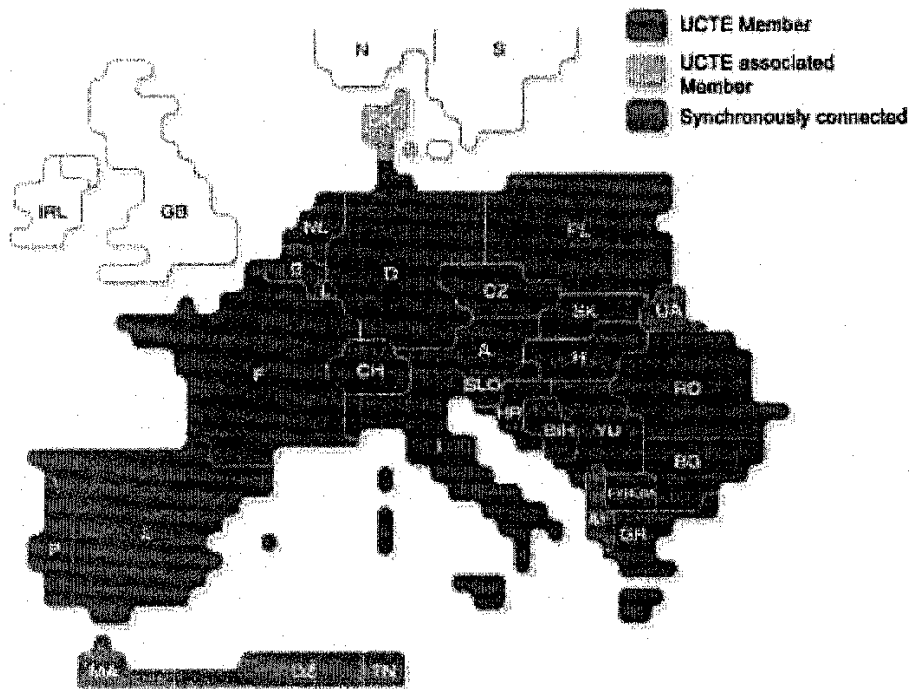


Figura 1 Mappa geografica dei paesi che fanno parte dell'UCTE

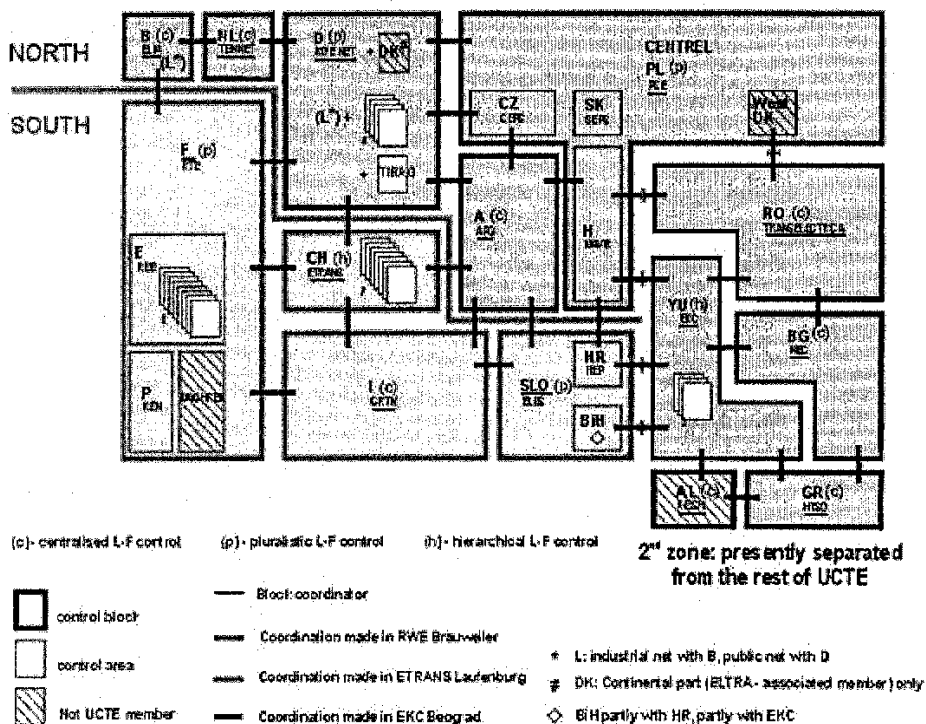


Figura 2 Situazione dell'interconnessione dei vari paesi membri al 9 ottobre 2004

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

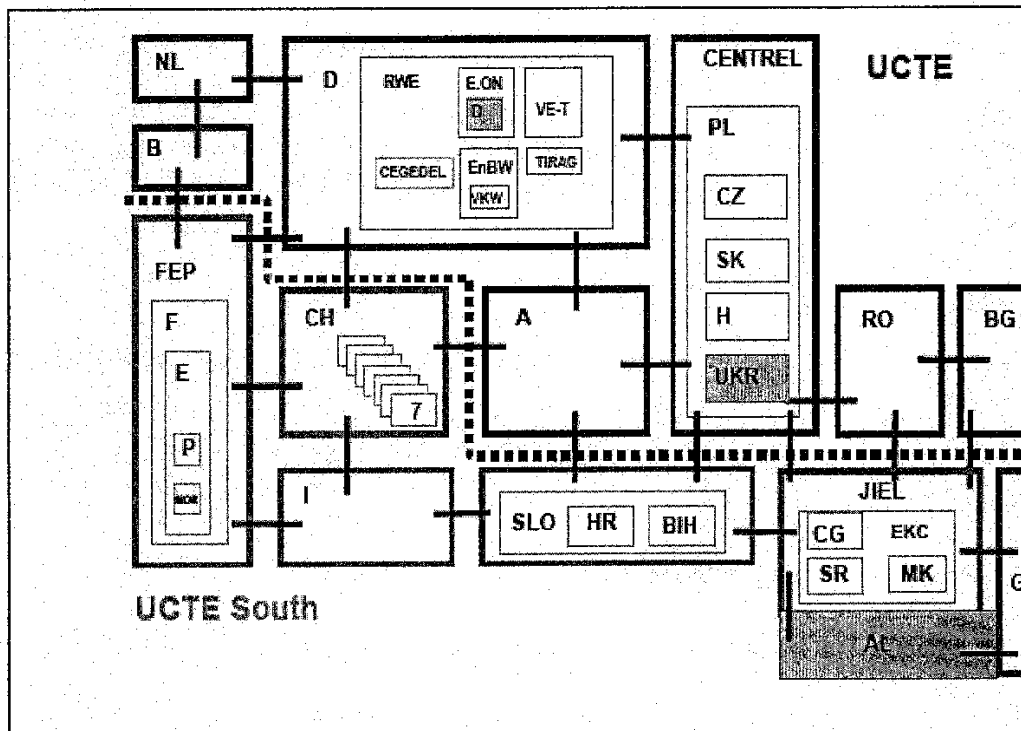


Figura 3 Situazione dell'interconnessione prevista al 2005

3 Il Problema della regolazione della frequenza

3.1 *Equilibrio delle potenze*

In un sistema elettrico, la potenza attiva deve essere generata nello stesso tempo in cui viene consumata, mantenendosi in costante equilibrio con quella richiesta dai carichi. Se si ha uno squilibrio fra potenza fornita dai motori primi e potenza elettrica richiesta dalla rete, il bilancio temporaneo fra potenza generata e carico avviene tramite la variazione dell'energia cinetica delle masse rotanti presenti nel sistema, causando uno scostamento della frequenza del sistema interconnesso dal valore di riferimento. A parità di squilibrio, più lunga è la sua durata, più grande è la deviazione della frequenza dal valore di riferimento. Il sistema di produzione deve avere un'elevata flessibilità nel cambiare il livello di generazione per seguire le variazioni dei carichi e per far fronte a sbilanciamenti causati da perturbazioni come la perdita di gruppi o aperture di linee d'interconnessione che portano a isolare una parte (aree di generazione e carico) dell'interconnessione. Questa flessibilità [3] è realizzata attraverso i regolatori di velocità dei gruppi, che sensibili all'errore di velocità (frequenza), permettono di ristabilire l'equilibrio che è venuto a mancare in un intervallo di tempo, la cui durata (dell'ordine di qualche decina di secondi) dipende, oltre che dalle caratteristiche dei regolatori e dai tempi di avviamento dei gruppi, dalle costanti di tempo degli impianti di generazione (sistemi di adduzione del fluido motore e turbine). Ristabilito l'equilibrio e raggiunto un punto di regime stazionario grazie all'azione della regolazione primaria, la deviazione di frequenza che permane, se non intervengono altre regolazioni, dipende dal

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

valore dello statismo $s_i = -\frac{\Delta f / f_n}{\Delta P_{gi} / P_{Ni}}$ in $\left(\frac{pu Hz}{pu MW}\right)$ impostato nei regolatori primari

dei gruppi e dalla potenza nominale totale della rete, pari alla somma di quelle dei generatori in cui si attiva l'azione del regolatore. I valori assegnati a questi due parametri definiscono l'energia regolante primaria dei gruppi di un'area o di un intero sistema interconnesso:

$$E_{Pg} = -\frac{\Delta P_g / P_{Na}}{\Delta f} \text{ in } \left(\frac{pu MW}{Hz}\right).$$

Nella precedente formula ΔP_g è la variazione di potenza generata che equilibra la variazione di carico, P_{Na} la somma delle potenze nominali dei gruppi in cui è attiva la regolazione primaria di frequenza, $\Delta f = f - f_n$ è lo scostamento a regime della frequenza dal valore nominale.

3.2 Regolazione primaria (sistema UCTE)

Il valore standard dello statismo s_i , assunto per i gruppi termoelettrici nel sistema UCTE è $0,05 \frac{pu Hz}{pu MW}$ (5 %), che moltiplicato per la frequenza nominale (50 Hz)

diventa $\sigma_i = 2,5 \frac{Hz}{pu MW}$. Se tutti i gruppi dell'area o del sistema partecipassero alla

regolazione primaria della frequenza l'energia regolante primaria sarebbe esattamente uguale all'inverso dello statismo σ_i , comune a tutti i gruppi e cioè

$$E_{Pg} = 0,4 \left(\frac{pu MW}{Hz}\right).$$

Per determinare la variazione di frequenza provocata da uno squilibrio di potenza nel sistema interconnesso bisogna tenere anche conto dell'energia regolante D_L dei carichi variabili con la frequenza (come i motori elettrici) presenti in rete o della cosiddetta autoregolazione del carico che nel sistema UCTE è circa $0,01 \frac{pu MW}{Hz}$; il che vuol dire

che, se la frequenza diminuisce di 1 Hz, il carico diminuisce dell'1 %. L'energia regolante primaria dell'area sarà la somma dei due termini E_{Pg} e D_L :

$$\beta_i = E_{Pi} = E_{Pg} + D_L.$$

Nell'ipotesi di equa partecipazione di tutti i gruppi alla regolazione primaria e con il valore standard di statismo, si ottiene $\beta_i = 0,41 \frac{pu MW}{Hz}$. La variazione di frequenza a

regime della regolazione primaria a un gradino di carico $\Delta P_d = \frac{\Delta P_G}{P_{Na}}$ è data da:

$$\Delta f = -\frac{\Delta P_d}{\beta_i}.$$

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

Ad un aumento di carico dell'1 % dovrebbe corrispondere una discesa della frequenza di 0,0244 Hz, cioè di circa 25 mHz. Nella realtà le energie regolanti che le varie aree dell'interconnessione forniscono è decisamente inferiore, sia per la mancata partecipazione alla regolazione di frequenza dei gruppi con taglie inferiori a determinati valori, sia per la presenza di gruppi con valori dello statismo superiori allo standard, sia per l'insensibilità di alcuni regolatori a piccole variazioni di frequenza, sia per la saturazione della banda di regolazione di altre unità.

Quanto detto è confermato dalle simulazioni effettuate sulla zona sincrona più estesa dell'UCTE (con punte di carico di 300.000 MW) che hanno mostrato come nel caso della perdita di una centrale nucleare che fornisce 3000 MW (incidente singolo più gravoso ipotizzabile) e cioè l'1 % del carico totale, la discesa della frequenza può essere dell'ordine di 180 mHz, corrispondente ad un valore di β_i di circa sette volte più piccolo. L'UCTE stabilisce per tutti i partecipanti all'interconnessione il principio dell'Azione Congiunta (Joint Action), che richiede a ciascun TSO di contribuire al sostegno della frequenza in caso di disturbo in maniera proporzionale alla potenza che l'area di controllo sta producendo. Vengono pertanto definiti i coefficienti di contributo di ciascuna area o blocco come:

$$C_i = \frac{P_i}{P_t}$$

Nella formula precedente P_i è la potenza prodotta nell'area/blocco i e P_t la potenza totale prodotta nella zona sincrona considerata. In base a questa richiesta il coefficiente di contributo dell'area (blocco) Italia dovrebbe essere $C_I \cong 1/6$. Per assicurare il rispetto di questo criterio i TSO delle varie aree di controllo debbono mantenere il più possibile costanti i valori delle energie regolanti primarie β_i in $\frac{pu MW}{Hz}$. Questo si applica in

particolare a piccole deviazioni della frequenza dal valore di riferimento, che se non vengono percepite da alcuni gruppi dell'area per la presenza di bande morte nei regolatori superiori ai valori consentiti da UCTE (10 mHz), possono ridurre in maniera non accettabile la partecipazione dell'area alla fornitura del controllo primario. L'UCTE pubblica ogni anno, nel mese di dicembre, i coefficienti di partecipazione di ogni area alla regolazione primaria.

L'UCTE ha anche definito una soglia minima di deviazione della frequenza dal valore di riferimento (± 20 mHz) entro la quale il controllo primario può non intervenire per limitare le sollecitazioni sulle unità di generazione per scostamenti poco significativi della frequenza dal target. Nella definizione della massima deviazione di frequenza attesa a regime della regolazione primaria a causa dell'incidente singolo più gravoso prevedibile in ciascuna delle due zone sincrone, sopra definite, si è ipotizza la perdita di una centrale in cui si producono 3000 MW (1 % della potenza alla punta) nella Zona Ovest e di 540 MW nella Zona Est.

Per valutare le massime deviazioni che possono aversi in transitorio a causa dell'incidente singolo più pericoloso, si deve tener conto del tempo (deployment time) necessario a che la riserva di potenza disponibile per la regolazione primaria possa essere utilizzata per bilanciare lo squilibrio provocato dal disservizio. Un requisito di progetto per i regolatori dei gruppi chiamati al servizio è che essi siano in grado di fornire il 50 % della riserva di controllo primaria in non più di 15 s e il 100 % in non più di 30 s. Nell'ipotesi che esista un legame lineare fra il tempo di rilascio dell'azione di

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

controllo richiesta e l'entità dell'azione di controllo, la relazione fra i due parametri può essere espressa con il grafico di Figura 4.

I risultati delle simulazioni effettuate per la Zona Ovest hanno mostrato che se si tiene conto dell'energia regolante dei carichi (stimata intorno a 1 %/Hz), per la perdita di 3000 MW di generazione la riduzione della frequenza a regime si assesta a 180 mHz, mentre se si trascura il termine D_L in β_t si ha una variazione $\Delta f = -200$ mHz.

Per quanto riguarda invece la massima variazione della frequenza durante il transitorio successivo alla perturbazione, sia ha $\Delta f_{\max} = 800$ mHz; il che significa che anche nella peggiore ipotesi non si attiva alcun processo di distacco di carico automatico (load - shedding), in quanto la soglia raccomandata per l'entrata in funzione di questo controllo in emergenza è 49 Hz.

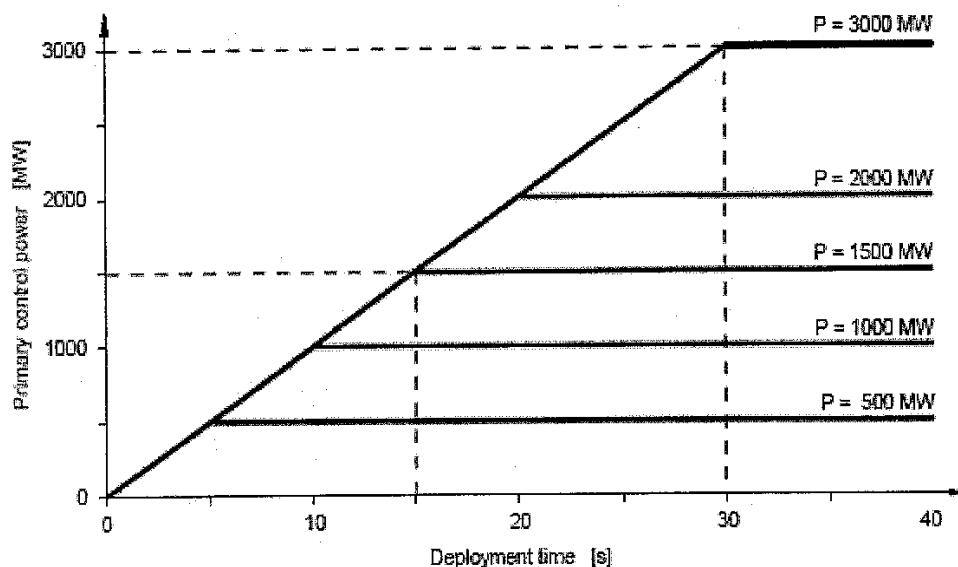


Figura 4 Requisiti sulla prontezza della riserva di potenza dedicata alla regolazione primaria [1]

Nella preparazione dei piani per il load - shedding è responsabilità di ciascun TSO predisporre distacchi manuali anche a valori diversi e decidere di anticipare il distacco automatico di gruppi in pompaggio a frequenze più elevate, in modo da evitare assolutamente che la frequenza scenda sotto il valore di 47,5 Hz, soglia attiva per il distacco della maggior parte dei gruppi. In un'analisi comparativa sono stati confrontati gli andamenti della frequenza nel transitorio di regolazione primaria che segue disturbi di entità inferiore a quello del caso limite più sfavorevole. Negli esempi riportati in Figura 5 [1] si considera il caso di un distacco di generazione per 1300 MW con due diverse ipotesi sul valore dell'energia regolante del carico (curva B₁ con $D_L = 0,02 \frac{pu MW}{Hz}$ e curva B₂ con $D_L = 0,01 \frac{pu MW}{Hz}$). La deviazione di frequenza a regime è ovviamente più contenuta (85 mHz), ed anche in transitorio non vengono superati i 200 mHz.

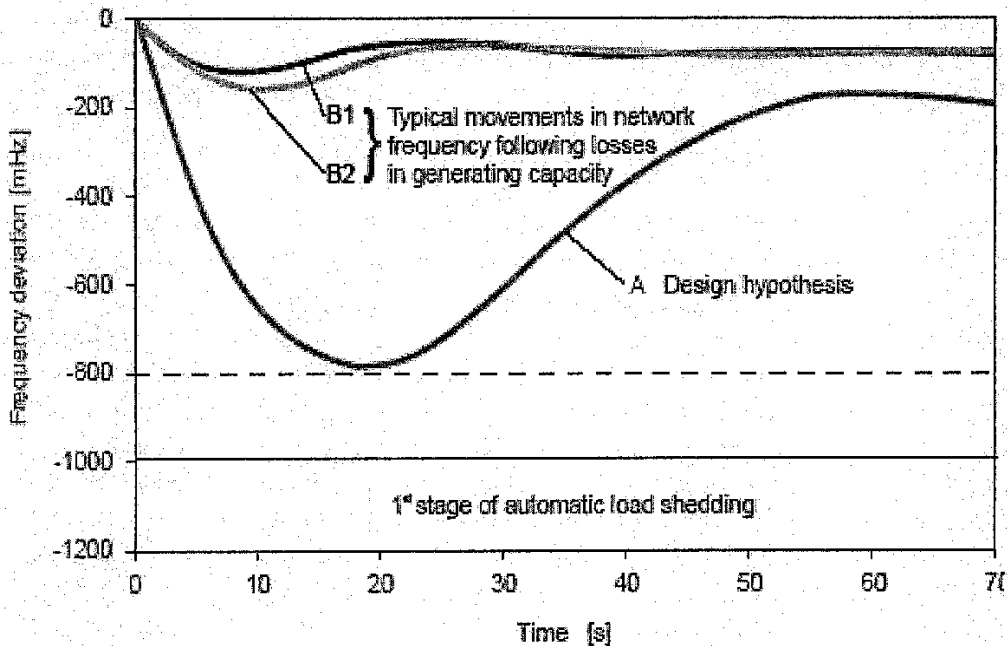
"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

L'UCTE fornisce un'interessante tabella in cui vengono riportati i valori in MW/Hz dell'energia regolante primaria β_t dell'Interconnessione Ovest che si dovrebbero riscontrare per diversi valori del carico nell'intera zona sincrona e con diverse ipotesi sui coefficienti D_L .

Energia regolante del carico D_L	Potenza richiesta in rete P_t	Energia regolante primaria B_t
1 % / Hz	150 GW	16500 MW / Hz
1 % / Hz	300 GW	18000 MW / Hz
2 % / Hz	150 GW	18000 MW / Hz
2 % / Hz	300 GW	21000 MW / Hz

Tabella 1 Valori di B_t in funzione di P_t e di D_L per l'Interconnessione Ovest dell'UCTE



A Perdita di capacità di generazione: $P_g = 3000$ MW, $P_t = 150$ GW, $D_L = 1\%$ / Hz
 B₁ Perdita di capacità di generazione: $P_g = 1300$ MW, $P_t = 200$ GW, $D_L = 2\%$ / Hz
 B₂ Perdita di capacità di generazione: $P_g = 1300$ MW, $P_t = 200$ GW, $D_L = 1\%$ / Hz

Figura 5 Risposta della Zona Ovest del sistema UCTE a perdite di capacità di generazione [1]

Riassumendo nella definizione delle condizioni limite per il funzionamento corretto della regolazione primaria sono state fatte le seguenti assunzioni:

- Perturbazione più critica di riferimento: perdita di generazione o di carico per 3000 MW nella condizione di esercizio di minimo carico notturno (150 GW) e di punta diurna (300 GW).
- Costante di tempo di avviamento della rete da 10 s a 12 s.

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

- Energia regolante del carico (auto regolazione del carico) $D_L = 1 \text{ \%}/\text{Hz}$.
- Massima deviazione ammessa a regime per la frequenza nelle condizioni di riferimento più critiche $\pm 180 \text{ mHz}$ e in transitorio $\pm 800 \text{ mHz}$.

Soddisfacendo a questi requisiti, si lascia un margine di sicurezza di 200 mHz rispetto alla prima soglia di distacco di carico posta a 49 Hz, potendosi così tenere conto sia di possibili deviazioni verso il basso della frequenza di regime prima della perturbazione, che dell'insensibilità dei regolatori di velocità e delle variazioni di frequenza in transitorio superiori a 800 mHz in nodi dell'area in cui avviene l'incidente. Nelle simulazioni effettuate dall'UCTE non sono state considerate le dinamiche veloci che accompagnano i transitori elettromeccanici. La fornitura dell'azione di controllo primario da parte di ciascuna area deve continuare fino a quando lo squilibrio di potenza dovuto alla perturbazione non viene completamente bilanciato dalla riserva di regolazione secondaria messa in gioco dall'area/blocco responsabile dello squilibrio.

3.3 *Regolazione secondaria (sistema UCTE)*

A seguito di ogni squilibrio di potenza, dovuto a errori di previsione del carico, a fluttuazioni aleatorie del carico o a perturbazioni nel sistema, la regolazione primaria della frequenza permette il ristabilirsi del bilancio nel sistema interconnesso ad un valore di frequenza che differisce da quello di riferimento di $\Delta f = -\frac{\Delta P_d}{\beta_i}$, come

mostrato nel precedente paragrafo. Poiché tutte le aree dell'interconnessione partecipano al ripristino del bilanciamento, in ogni area/blocco ci sarà un errore ΔP_i nel bilancio fra generazione, carico e scambio preesistente (programmati) con le altre aree del sistema. La funzione della regolazione secondaria, chiamata anche regolazione frequenza - potenza (con terminologia inglese Load - Frequency Control o LFC) è quella di riportare gli scambi totali di ogni AC/BC ai valori programmati e la frequenza al suo valore di riferimento, permettendo poi alla riserva di regolazione primaria che è stata attivata in risposta al disturbo, di ritornare disponibile per la funzione cui è preposta. In ogni AC/BC, viene calcolato l'errore di controllo dell'area (Area Control Error o ACE), che il regolatore secondario, grazie ad un'azione di controllo integrale, deve riportare a zero in un tempo dell'ordine di 10-15 minuti. ACE è calcolato per ogni area i come somma dell'errore di potenza di scambio e dell'equivalente errore di frequenza: $ACE_i = \Delta P_i + B_i \Delta f$.

Le azioni del controllo secondario avvengono simultaneamente a quelle della primaria e con continuità, sia in risposta a piccole deviazioni della frequenza e degli scambi dai valori di riferimento, che in risposta a grosse perturbazioni. Per soddisfare a questi requisiti, la regolazione secondaria viene attuata secondo il criterio detto della Caratteristica di Rete, più noto come criterio di autonomia delle aree. Mentre tutte le AC si forniscono mutuo soccorso nella regolazione primaria della frequenza e cercano di sostenere la frequenza dell'interconnessione in base ai coefficienti di contribuzione C_i (cioè alle energie regolanti primarie β_i), nella regolazione secondaria si applica il criterio di autonomia (non interagenzia fra le aree) [4][5] o Network Characteristic Method [1]. In base a questa scelta solo il regolatore dell'AC/BC in cui si è verificato lo squilibrio di potenza ($\Delta P_d \neq 0$) riceve un segnale di controllo (ACE) diverso da zero,

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

rispondendo con l'impegno della riserva di potenza dedicata alla regolazione secondaria per riequilibrare il suo bilancio di potenza attiva. Se si conoscono esattamente le energie regolanti primarie β_i delle aree, basta verificare per ciascun coefficiente B_i , guadagno del segnale di frequenza (frequency bias) nell'errore di controllo dell'area ($ACE_i = \Delta P_i + B_i \Delta f$), il vincolo $B_i = \beta_i$ per ottenere l'eguaglianza a zero di tutti gli ACE, tranne che per l'area in cui si è avuto il disturbo. Essendo l'errore di controllo di quest'ultima area $ACE_i = -\Delta P_d$, l'azione del regolatore secondario ristabilirà a regime il bilancio dell'area, eliminando insieme all'errore di frequenza, quelli di scambio. A causa dell'incertezza sui valori effettivi delle energie regolanti primarie di AC/BC, l'UCTE richiede di maggiorare i valori dei coefficienti B_i , ponendo $B_i = 1,1 \beta_i$, in modo da evitare che in caso di sottostima, in qualcuna delle aree non affette dal disturbo si abbia un segnale $ACE \neq 0$ di segno contrario all' ACE_i dell'area perturbata e alle azioni dei regolatori primari, con conseguente ritardo nel raggiungimento del regime della secondaria [6]. Con questa scelta, i fattori B_i dei controlli secondari (Energie Regolanti Secondarie) delle zone sincrone Ovest ed Est risultano [1] per l'anno 2004 di 19800 MW/Hz e 3300 MW/Hz rispettivamente.

Dovendo a regime gli ACE e quindi gli errori di frequenza e potenza di scambio essere nulli in risposta ad un attacco (distacco) di carico a gradino, il blocco di controllo secondario deve avere caratteristiche del tipo Proporzionale - Integrale (PI):

$$\Delta P_{s_i} = -G_i ACE_i - \frac{1}{T_{s_i}} \int ACE_i dt$$

con

- ΔP_{s_i} = correzione del riferimento di potenza dei generatori in regolazione secondaria nell'area i ,
- G_i = guadagno del termine proporzionale di controllo secondario,
- T_{s_i} = costante di tempo d'integrazione dell'errore di controllo dell'area.

Il termine proporzionale può anche essere assente. Un termine proporzionale elevato può avere un effetto negativo sulla stabilità. Specialmente se ci sono gruppi idroelettrici in regolazione secondaria, c'è il rischio di innescare oscillazioni in rete con periodi dai 3 ai 5 secondi. Se nel sistema persiste ad essere presente un ACE sempre dello stesso segno, che porta alla saturazione della riserva di potenza secondaria, il termine integrale deve essere limitato.

Ognuna delle zone sincrone comprende Aree/Blocchi di controllo con interconnessioni multiple, ciascuna con la sua regolazione secondaria centralizzata. Ogni AC/BC può essere suddivisa in sub - aree che ad un livello più basso gestiscono il proprio controllo secondario, limitatamente ad azioni che non compromettano l'esercizio sicuro dell'interconnessione. La gerarchia della regolazione secondaria comporta la presenza in ciascuna zona sincrona di Blocchi di Controllo, che possono includere più Aree di Controllo come si vede in Figura 2 e Figura 3.

Ogni AC/BC deve essere capace di mantenere il programma di controllo (scambio) con le altre aree e blocchi di controllo della zona (area) sincrona al valore di programma.

Un blocco di controllo (Figura 2) organizza il controllo secondario nel suo interno in uno dei seguenti modi:

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso
attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

- **Centralizzato:** Il controllo secondario del blocco è effettuato centralmente da un singolo operatore (come se fosse un'area di controllo); l'operatore del BC ha le stesse responsabilità di un operatore di AC.
- **Pluralistico:** Il controllo secondario è effettuato in modalità decentralizzata con più di un'area di controllo; un singolo TSO coordinatore del blocco regola lo scambio dell'intero blocco con i suoi confinanti con il suo controllore e la sua capacità di regolazione, mentre gli altri TSO che appartengono a quel blocco regolano per proprio conto le loro aree in maniera decentralizzata.
- **Gerarchico:** Se c'è più di un area di controllo la regolazione secondaria è fatta in maniera decentralizzata; un singolo TSO, il coordinatore del blocco, gestisce al livello più alto il controllore del BC che influisce sui controllori subordinati delle AC; il coordinatore di BC può oppure no avere capacità di regolazione propria.

Ogni AC/BC deve essere esercitata da un unico TSO che è responsabile del servizio di trasmissione di questa area (di solito il territorio di una compagnia o di una nazione) con inclusa la responsabilità di rendere disponibile e gestire la regolazione primaria e secondaria della frequenza per mantenere lo scambio dell'area (blocco) di controllo al valore programmato e di conseguenza supportare l'eliminazione dell'errore di frequenza in tutta la rete. Il TSO è anche responsabile della determinazione dell'operazione di "accounting" nel suo territorio, consistente nel raccogliere i valori previsionali e di consuntivo degli scambi di energia, determinare per differenza le deviazioni non intenzionali dai programmi e definire i programmi di compensazione da seguire nella settimana successiva. Il periodo standard di compensazione comprende 7 giorni (una settimana), dal giovedì al mercoledì successivo.

Ogni AC/BC deve avere un'adeguata riserva di potenza per la regolazione secondaria, almeno sufficiente a coprire la perdita del gruppo di taglia più grande in servizio. Nelle situazioni di esercizio in cui questo vincolo non è rispettato, si richiede di aumentare la riserva terziaria, che permette la disponibilità di nuova potenza in 15 minuti.

Per quanto riguarda l'errore di frequenza, l'accuratezza che le misure effettuate debbono avere è dell'ordine di $1,0 \div 1,5$ mHz. Il valore di riferimento attuale della frequenza sarà quello nominale (50 Hz), oppure quello assegnato dal Centro di Coordinamento per correggere l'errore di tempo fra l'orologio sincrono e l'orologio universale (Universal Time Co - ordinato o UTC).

3.4 *Regolazione terziaria (sistema UCTE)*

La regolazione terziaria viene definita come un cambiamento manuale o automatico del punto di funzionamento dei generatori o del carico assoggettato al controllo terziario, effettuato per garantire la disponibilità al tempo giusto di una adeguata riserva di controllo secondario, distribuita sui vari generatori nel miglior modo possibile dal punto di vista di economia e sicurezza. Questi cambiamenti possono essere ottenuti tramite diverse azioni:

- la connessione o il distacco di turbine a gas, di impianti idroelettrici a serbatoio o di pompaggio,
- il rescheduling (a salire o a scendere) dei generatori già in servizio,
- la ridistribuzione delle potenze fra i generatori in regolazione secondaria,
- il cambiamento dei programmi di scambio,
- il controllo dei carichi (load - shedding controllato).

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

La potenza che può essere connessa automaticamente o manualmente nella regolazione terziaria prende il nome di riserva di controllo terziaria o riserva a 15 minuti.

4 Il controllo automatico delle generazioni (AGC)

Secondo la definizione dell'UCTE Operation Handbook [1], l'Automatic Generation Control (AGC) è una combinazione della regolazione secondaria agente in ogni AC/BC e dell'esercizio in tempo reale della funzione di dispacciamento delle potenze attive basato sul generation scheduling. In un ambiente in cui c'è competizione nel mercato il controllo secondario è prerogativa del competente TSO, mentre lo scheduling delle generazioni viene effettuato dalle GENCO presenti nel mercato.

Le operazioni di rescheduling o di dispacciamento in tempo reale rientrano nella funzione regolazione terziaria. La presenza di questa parziale separazione delle responsabilità fra il coordinatore del controllo secondario e i diversi possibili attori del controllo terziario sembra agire da freno nella realizzazione di una funzione di AGC avanzata in cui anche parte del controllo terziario possa attuarsi in anello chiuso, seguendo aspettative che risalgono ai primi anni settanta.

4.1 Aspettative di un AGC avanzato in ambiente verticalmente integrato

Nella definizione di un'efficiente struttura per la regolazione della frequenza e delle potenze generate, sin dagli anni settanta sono state proposte soluzioni [7][8][9] in cui sono presenti tre livelli gerarchici, con prospettive di azioni in anello chiuso, oltre che per le ormai consolidate regolazioni primaria di frequenza e secondaria di frequenza e potenza di scambio (LFC), anche per il livello gerarchico superiore, la regolazione terziaria delle potenze generate. Nelle strutture Verticalmente Integrate (VI) si colloca il cosiddetto Dispacciamento Economico (ED) in linea, con lo scopo di eliminare le diseconomie causate dallo scostamento, a seguito della risposta alla regolazione secondaria, delle potenze erogate dai gruppi dai valori ottimali forniti dal programma di dispacciamento ottimo. Nelle proposte più avanzate [10][11] l'ED deve tener conto, nel modificare i set point di potenza attiva dei gruppi regolanti, anche della sicurezza dell'esercizio, eliminando possibili congestioni causate da perturbazioni nella rete o da variazioni anomale del carico. Il soddisfacimento di questi ultimi requisiti può essere ottenuto tramite l'utilizzo dei cosiddetti fattori di partecipazione vincolata, che vengono calcolati fuori linea e aggiornati con opportune cadenze. La soluzione presentata in [12], basata su tecniche di teoria del controllo ottimo oltre che di OPF e quella contenuta in [13], che suggerisce un modello avanzato di OPF in linea con vincoli di sicurezza, si propongono di ridurre o eliminare alcuni svantaggi dell'AGC tradizionale: la mancanza di coordinamento tra le funzioni del controllo secondario (LFC) e terziario (ED) e la difficoltà di prendere in considerazione nell'ED i limiti sui gradienti di generazione.

4.2 AGC orientati alla sicurezza e all'economia

In questo paragrafo vengono presentate due proposte per il coordinamento della regolazione secondaria con quella terziaria. La prima, formulata in ambienti di ricerca italiani [14][15], porta alla costruzione di un'interfaccia tra le funzioni LFC - ED

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso
attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

attuabile fuori linea; nella seconda, formulata dall'EDF [16][17], il modello di controllo che attua l'interfaccia fra le due funzioni deve operare in linea e in anello chiuso.

Per quanto riguarda la prima proposta, negli anni ottanta ENEL/DSR ha portato avanti un'attività di ricerca per la messa a punto di una procedura di dispacciamento dinamico a brevissimo termine, che in ambiente tempo reale esteso avesse la capacità di fornire la traiettoria ottima dei generatori dispacciabili su un orizzonte temporale della durata da 15 a 30 minuti, a partire dal punto di funzionamento corrente [14][15]. L'attuazione di quest'ultima funzione richiedeva ovviamente la presenza nel Centro di Controllo in linea di funzioni evolute, che, oltre alla Stima dello Stato, comprendessero l'Analisi della Sicurezza e la Previsione dei Carichi a brevissimo termine. L'obiettivo di minimizzare il costo totale d'esercizio è affrontato con approccio discreto, suddividendo l'orizzonte di ottimizzazione in un insieme di intervalli, ognuno con un livello di carico costante. Nel modello di Advance Dispatching (AD), oltre che dei vincoli di trasporto si tiene conto delle limitazioni sul gradiente di variazione della potenza attiva generata dai gruppi termici, della banda di regolazione secondaria imposta a ciascun gruppo e della quota di riserva rotante. La soluzione del problema di dispacciamento dinamico fornisce una stima delle traiettorie ottime di generazione di ogni gruppo di produzione. Da questa soluzione si ottengono i fattori di partecipazione vincolata all'ED in linea che devono essere usati durante ogni sottointervallo d'ottimizzazione (5 minuti).

Per inseguire le variazioni di carico si propone di aggiornare i fattori di partecipazione ogni volta che si rende disponibile una nuova previsione di carico. Si assume che alla fine di ogni sottointervallo di dispacciamento dinamico, cioè ogni 5 minuti, sia disponibile un nuovo profilo di carico per la mezz'ora successiva. Quindi, viene eseguito un nuovo calcolo di dispacciamento dinamico, che si completa in tempi molto brevi, grazie al fatto che il suo punto di partenza è il profilo di generazione ottenuto dalla precedente soluzione del programma. In questo modo, le traiettorie di carico e generazione durante una finestra temporale di mezz'ora sono proiettate nel futuro e periodicamente aggiornate, con una frequenza dell'ordine di 5 minuti. I coefficienti di partecipazione all'ED [15] sono pertanto continuamente aggiornati.

Il secondo metodo è stato proposto da J. Carpentier [18] nella prima metà degli anni ottanta. Il dispacciamento economico in sicurezza viene effettuato con una frequenza vicina a quella della classica regolazione frequenza-potenza (LFC), cioè ogni 5÷10 secondi, per evitare discontinuità nei segnali di controllo di LFC e ED e conseguenti oscillazioni indesiderate della potenza generata dai gruppi.

Alla base del metodo vi è inoltre l'idea di suddividere le variazioni di carico in una componente oscillatoria e una componente tendenziale; la prima, avendo valore medio prossimo a zero, non ha praticamente effetto sull'economia e viene quindi seguita da un LFC di tipo tradizionale, mentre la seconda, che condiziona direttamente il consumo di combustibile dei gruppi termici, viene dispacciata in maniera economica attraverso una procedura di ED in linea [19].

I requisiti di sicurezza, rappresentati dai vincoli sui transiti di corrente sui collegamenti della rete, possono essere soddisfatti sostituendo la metodologia classica di Economic Dispatch con un load flow ottimo (OPF), limitato all'analisi dei transiti di potenza attiva (load - flow in corrente continua).

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

4.3 AGC in ambiente con competizione nel mercato

Nella trattazione degli argomenti presentati in questo paragrafo si segue l'impostazione data da Bose e Christie in [20]. Per semplificare la trattazione si suppone che due siano le strutture organizzative implementabili: quella di tipo Pool e quella con scambi assolutamente bilaterali. Sempre a titolo esemplificativo si suppone che gli attori nel mercato siano i TSO delle TransCo (Transmission Company), le GenCo (Generation Company) e le DisCo (Distribution Company) che rappresentano i clienti finali.

Nel modello Pool si ipotizza che la TransCo (coincide con il TSO) non possieda quote di generazione, ma abbia l'obbligo di fornire la regolazione della frequenza. In questo caso la TransCo deve acquistare potenza attiva dalle GenCos in tempo reale, per poi rivenderla alle DisCos per ottemperare agli obblighi di LFC. In questo tipo di struttura, la TransCo esegue l'algoritmo di controllo, misura le deviazioni di frequenza e quindi trasmette dei segnali di controllo alle GenCos per la correzione del loro livello di produzione. Il calcolo dell'errore di controllo dell'area (ACE) è identico al caso di sistemi verticalmente integrati, poiché il confine dell'area di controllo è lo stesso, come mostra chiaramente la Figura 6.

L'errore di controllo per l'area A risulterà uguale a:

$$ACE = (NI_s - NI_a) + B(f_s - f_a)$$

$$NI_s = \sum \text{Vendite della GenCo} - \sum \text{Acquisti della DisCo}$$

Con riferimento alla Figura 6, gli acquisti di potenza della DisCo DX dalla GenCo G1 vengono sommati ad NI_s , mentre quelli della DisCo DA dalla GenCo G0 vengono sottratti. Un secondo problema riguarda la riallocazione dell'ACE ai generatori nella fase di dispacciamento economico (Economic Dispatching). Nel caso di strutture VI, l'errore di controllo dell'area viene assegnato in base ad un dispacciamento che spinge i generatori a fornire il controllo necessario al minimo costo.

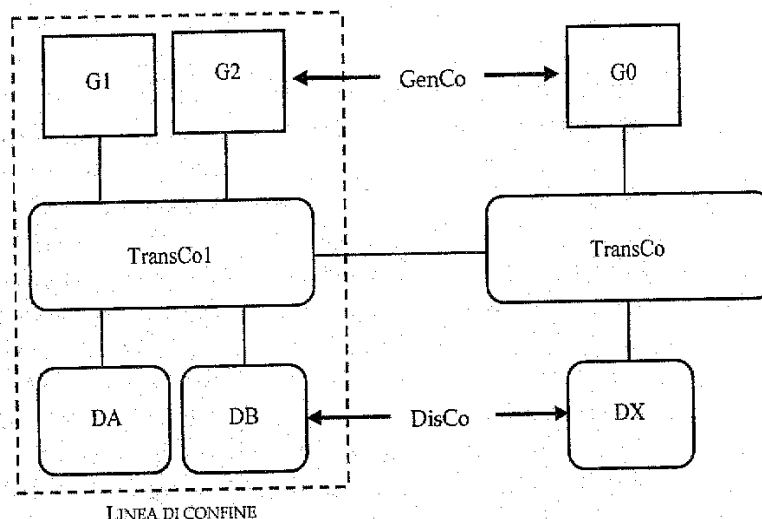


Figura 6 Struttura Pool

Nel caso Pool il principio usato è lo stesso, ma il costo considerato è quello dell'energia che la TransCo deve acquistare dai generatori. Gli algoritmi di controllo per l'allocazione dipendono dal metodo di determinazione dei prezzi. Ad esempio, se le

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

GenCo vendono quote di potenza a prezzi fissi, l'algoritmo di allocazione deve estrarre il massimo controllo da quei generatori che forniscono la loro potenza a prezzi più bassi, prima di passare a quelli più costosi. La terza questione riguarda la contabilità. La TransCo deve determinare quanta parte del LFC è attribuibile ad ogni DisCo, quanta potenza è stata acquistata per la funzione di LFC e a quale costo ed infine deve calcolare quanto spende ogni DisCo per il LFC. Si cerca di chiarire il concetto facendo riferimento alla Figura 7: si suppone che i generatori G1 e G2 abbiano un contratto per la vendita di 100 MW ai distributori DA e DB. Si suppone inoltre che tutta la potenza per la funzione LFC venga acquistata dalla TransCo da G1. In tali condizioni lo scambio programmato attraverso la linea di confine è nullo. Se il carico delle due DisCo è esattamente uguale a 100 MW, la produzione totale dovrà essere leggermente superiore, a causa delle perdite e l'errore di produzione obbligherà G1 a fornire più potenza attiva, al fine di bilanciare la richiesta di carico. In questo schema di controllo la TransCo1 misura 2 MW di perdite sulla sua rete, quindi compra 2 MW di potenza LFC da G2 e la rivende a se stessa, poiché è responsabile delle proprie perdite.

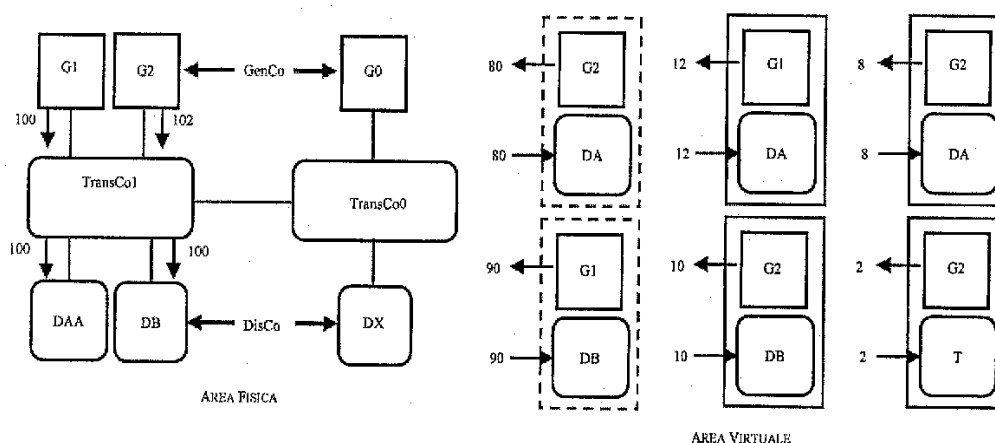


Figura 7 Area Fisica e Area Virtuale

Nella struttura bilaterale il problema principale per l'AGC è la mancanza di un controllo centralizzato. Ogni compagnia di distribuzione compra potenza LFC da una o più compagnie di produzione. In questo caso, può essere stipulato un tipico contratto di Load Matching (Following) (LM o LF), secondo cui la compagnia fornitrice è obbligata a soddisfare tutte le variazioni di richiesta dell'utente, entro un certo intervallo. La struttura bilaterale richiede un controllo separato. Tutti i processi di regolazione devono interagire allo scopo di mantenere stabile la frequenza del sistema, perciò deve esistere un'area di controllo associata ad ogni singolo contratto. Queste zone non sono reali, ma virtuali e vengono denominate con la sigla VCA - Virtual Control Area; la loro esistenza è limitata al tempo di durata del contratto. Il confine dell'area virtuale di controllo racchiude la compagnia di distribuzione e quella di generazione che hanno stipulato il contratto, mentre i flussi misurati sulle linee di confine delle VCA non rappresentano il valore del flusso reale, bensì quello stipulato con il contratto. La Figura 7 rappresenta le aree virtuali per i seguenti contratti:

- G1 fornisce il 60% della potenza LFC richiesta da DA;
- G2 fornisce il 40% della potenza LFC richiesta da DA;
- G2 fornisce il 100% della potenza LFC richiesta da DB;

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

- G1 ha un contratto fisso di 90 MW di potenza con DB;
- G2 ha un contratto fisso di 80 MW di potenza con DA;
- G2 fornisce il 100% della potenza LFC richiesta da TransCo1 per le perdite di trasmissione;
- DA e DB hanno 100 MW di carico ciascuno;
- le produzioni di G1 e G2 sono al loro livello programmato;
- non c'è flusso sulle linee di interconnessione delle due TransCo.

La Figura 7 mette in evidenza il flusso di potenza attiva tra GenCos e DisCos e i valori degli scambi nelle aree virtuali. I confini segnati con linea tratteggiata rappresentano i contratti di potenza stipulati, mentre quelli con linea intera rappresentano i contratti di tipo LM (LF). Si suppone ora che le domande di carico di DA e DB subiscano delle variazioni rispetto ai valori contrattuali, per attestarsi poi a 100 MW ciascuna. La variazione di 20 MW della domanda di DA in base ai contratti di LFC costringe DA a richiedere 12 MW in più da G1 e 8 MW in più da G2, mentre i 10 MW in più richiesti da DB sono tutti forniti da G2, il quale deve anche bilanciare le perdite sul sistema di trasmissione, pari a 2 MW. Per valutare gli scambi non programmati (Inadvertent Interchange) che si hanno in una struttura di tipo bilaterale durante il transitorio della regolazione di frequenza, si ipotizza di avere una variazione di 5 MW in crescita nell'area DA. Le energie regolanti primarie dei gruppi G1 e G2 sono tali per cui la potenza da loro prodotta aumenta di 1 MW ciascuno. I restanti 3 MW sono prodotti dalla GenCo G0, che appartiene ad un altro sistema. La situazione dettagliata è illustrata in Figura 8. Tutti i generatori insieme hanno 3 MW di scambi non programmati. Dunque la misurazione degli scambi non programmati è un problema estremamente critico di questo tipo di configurazione, ma lo è ancora di più la determinazione del costo dell'energia assorbita da ciascuna DisCo a causa degli scambi non programmati, o peggio la richiesta di restituzione della stessa energia in intervalli temporali opportuni, per via del fatto che le aree virtuali cambiano continuamente la loro definizione geografica, seguendo l'andamento dei contratti. Alla fine di questa presentazione, si ritiene giusto per completezza segnalare altri lavori in cui viene descritta la struttura di load following per un AGC basato sui prezzi del mercato [21][22].

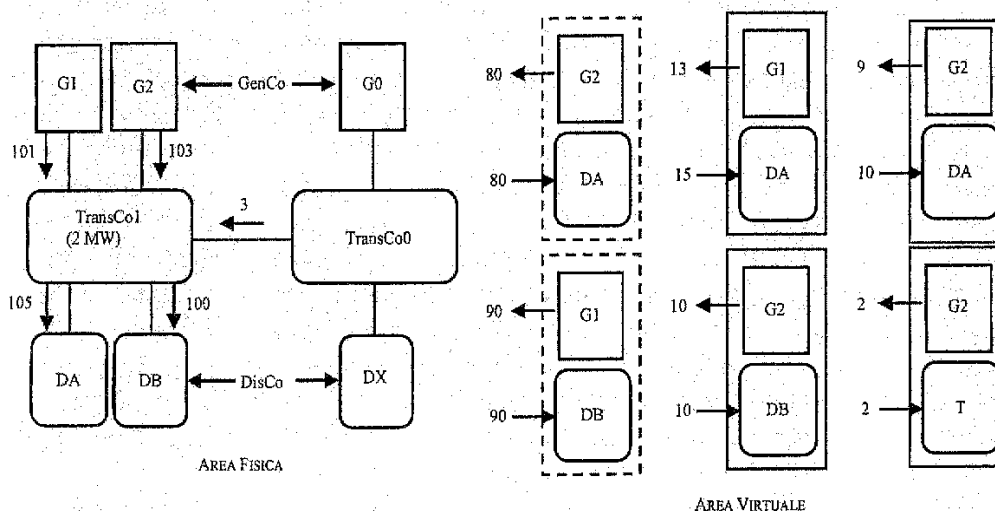


Figura 8 Regime della regolazione primaria in struttura bilaterale con Load Following

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

5 Regolazione delle tensioni e fornitura della potenza reattiva

La stabilità di un sistema elettrico è legata a molteplici fattori che limitano la capacità di trasportare potenza per il soddisfacimento del bilancio fra produzione e carico ed è in generale distinguibile in stabilità di tensione e stabilità d'angolo. Per conseguire un adeguato livello di sicurezza, la gestione di un sistema elettrico di potenza richiede quindi una serie di azioni di controllo al fine di mantenere con continuità la frequenza e la tensione entro i valori predefiniti, garantendo la qualità e l'affidabilità dell'esercizio. Focalizzando l'attenzione sulla regolazione della tensione e dei flussi di potenza reattiva, si definisce "stabilità di tensione" la capacità di un sistema elettrico di conservare i valori di tensione entro i limiti di esercizio, in un funzionamento normale ed in risposta ad aumenti di carico e/o perturbazioni, mantenendo il controllo dei flussi di potenza attiva e reattiva.

L'attualità del tema è sottolineata dal fatto che negli ultimi anni il collasso di tensione, e più in generale la stabilità della tensione, si è imposto come uno dei problemi più rilevanti nella pianificazione e nella gestione di un sistema elettrico di potenza. Numerosi studi sono stati sviluppati sia in ambito nazionale che internazionale anche a seguito di alcuni incidenti verificatisi in varie parti del mondo che hanno pesantemente coinvolto aree anche estese di grandi sistemi elettrici. L'importanza e la pluralità di analisi legate al controllo della stabilità di tensione emerge anche dai numerosi libri dedicati all'argomento [23][24][25], dalle Task Force CIGRE [26], dai Working Group IEEE [27][28] e recentemente dal rapporto [29], nel quale viene dettagliatamente ed organicamente approfondito lo studio della materia.

Il fenomeno di degrado o di "instabilità" delle tensioni è provocato normalmente da variazioni estreme di carico, da grandi perturbazioni di rete, dall'azione dei commutatori sotto carico dei trasformatori e dai limiti di sovraccitazione dei generatori. Tale fenomeno si manifesta con una graduale diminuzione, progressivamente meno recuperabile, delle tensioni della rete di trasmissione: un prolungato abbassamento del profilo di tensione può arrivare a diventare irreversibile innescando il fenomeno terminale definito come "collasso" delle tensioni, che normalmente comporta anche la perdita di passo dei generatori e l'intervento dei dispositivi di protezione.

Data la natura principalmente induttiva delle linee di trasmissione, risulta difficoltoso trasportare per lunghe distanze energia reattiva; è quindi necessario produrre localmente la potenza reattiva necessaria al soddisfacimento del carico elettrico ed al corretto funzionamento della rete. Il carattere locale della potenza reattiva ha motivato la necessità di sviluppare strutture gerarchiche di controllo delle tensioni di rete, tramite le quali suddividere e regolare localmente il sistema elettrico, mantenendo allo stesso tempo un coordinamento centralizzato. Per questi motivi, negli ultimi decenni, le principali compagnie elettriche europee hanno mostrato un interesse crescente riguardo alla regolazione delle tensioni del sistema elettrico, attraverso il controllo delle produzioni di potenza reattiva, al fine di mantenere un adeguato profilo delle tensioni nella rete di trasmissione, anche a fronte delle continue variazioni delle richieste di potenza reattiva da parte dei carichi e delle possibili perturbazioni di rete (scatto linea, fuori servizio di generatori, ecc.). Attraverso un controllo coordinato delle risorse di potenza reattiva, si ottengono i seguenti benefici:

- viene migliorato il profilo delle tensioni nel sistema elettrico, riducendone le variazioni attorno ai valori desiderati;

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

- viene migliorata la sicurezza dell'esercizio grazie alle aumentate e meglio distribuite riserve di potenza reattiva disponibili per le situazioni di emergenza;
- vengono ridotte le perdite per effetto Joule sulle linee, riducendo i flussi di potenza reattiva attraverso un migliore dispacciamento delle generazioni.

Per la regolazione di tensione possono essere adottate strutture gerarchiche o centralizzate; le prime presentano i seguenti vantaggi:

- riduzione del numero di canali di trasmissione dati e quindi della complessità del sistema di trasmissione dati;
- riduzione del tempo di calcolo e quindi miglioramento della velocità di risposta della regolazione;
- miglioramento dell'affidabilità del sistema di regolazione grazie alla suddivisione delle funzioni di controllo;
- il completamento del sistema di controllo viene suddiviso in successive realizzazioni parziali che consentono di trarre utili indicazioni sperimentali per l'affinamento delle scelte preliminari.

Uno schema di controllo gerarchico fu proposto da EDF (Electricité De France) nel 1972, con l'aggiunta della regolazione secondaria di tensione (Secondary Voltage Regulation o SVR) alla già presente regolazione primaria (Automatic Voltage Regulation o AVR): l'idea di base di questa proposta era quella di controllare la tensione di alcuni importanti nodi della rete, detti nodi "pilota" o nodi "pivot", rappresentativi di un'area del sistema, controllando la generazione reattiva delle centrali elettricamente più vicine a questi nodi [30][31]. Il bisogno di gestire secondo una logica comune le tensioni e le potenze reattive delle diverse aree ha spinto poi l'ENEL a concepire un livello più alto di regolazione, detto regolazione terziaria (Tertiary Voltage Regulation "TVR" o National Voltage Regulation "NVR"), il cui scopo è quello di definire i set point di tensione da inviare alla regolazione secondaria in base allo stato attuale della rete elettrica e a un profilo ottimo delle tensioni, ottenuto da un programma di dispacciamento della potenza reattiva a breve o a brevissimo termine. Molto brevemente, la struttura gerarchica di controllo delle tensioni si può così sintetizzare:

- la regolazione primaria di tensione (AVR) rappresenta il primo livello ed il più locale; viene implementato dai regolatori presenti sui generatori sincroni e fa fronte alle perturbazioni locali, come ad esempio un corto circuito vicino al generatore (l'intervallo temporale interessato è inferiore al minuto).
- il secondo livello gerarchico è rappresentato dalla Regolazione Secondaria di Tensione (RST o SVR con terminologia inglese) che, nella struttura sviluppata per il sistema elettrico italiano riportata in Figura 9, viene implementata attraverso due dispositivi: il Regolatore Regionale di Tensione (Regional Voltage Regulator o RVR) e il "REGolatore di POtenza Reattiva di centrale e di Tensione sbarra AT" o REPORT (ora ridefinito Sistema Automatico di Regolazione delle Tensioni o SART). Ogni RVR riceve le telemisure delle tensioni dei nodi pilota delle aree di competenza e, in base alla differenza tra queste e il set point impostato, invia un unico segnale di potenza reattiva per ogni area ai SART di tutte le centrali in regolazione secondaria. Infatti, poiché le produzioni reattive Q_{gk} degli N_{gk} generatori in SVR appartenenti all'area k devono soddisfare la seguente condizione di allineamento [32][33][34]:

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

$$\frac{Q_{g1}}{Q_{g1,max}} = \frac{Q_{g2}}{Q_{g2,max}} = \dots = \frac{Q_{g_{Ngk}}}{Q_{g_{Ngk,max}}}$$

ponendo $Q_{Ak} = \sum_{i=1}^{Ngk} Q_{gi}$, $Q_{Ak,max} = \sum_{i=1}^{Ngk} Q_{gi,max}$ e $Q_{Ak,min} = \sum_{i=1}^{Ngk} Q_{gi,min}$ si ottiene:

$$\frac{Q_{gi}}{Q_{gi,max}} = \frac{Q_{Ak}}{Q_{Ak,max}} = q_{Ak} \quad \text{per } i = 1, 2, \dots, Ngk$$

Ogni SART provvederà a convertire il segnale q_{Ak} in un opportuno livello di produzione reattiva moltiplicandolo per la Q_{gmax} del generatore e agirà sull'AVR del gruppo per portare la potenza prodotta al valore desiderato. Con questi vincoli di allineamento, tutti i generatori producono potenza reattiva in proporzione ai propri limiti di capability, evitando dannosi sovraccarichi e garantendo un adeguato margine reattivo (l'intervallo di tempo considerato è di alcuni minuti);

- il terzo livello gerarchico (Regolazione Nazionale di Tensione o National Voltage Regulation) è rappresentato dalla regolazione terziaria, che fornisce un profilo di tensione agli RVR in base allo stato attuale della rete e a valori di tensione previsti, calcolati fuori linea attraverso una procedura di dispacciamento della potenza reattiva con opportuna funzione obiettivo (minimizzazione delle perdite nella rete, incremento della sicurezza di esercizio, etc.) [35][36].

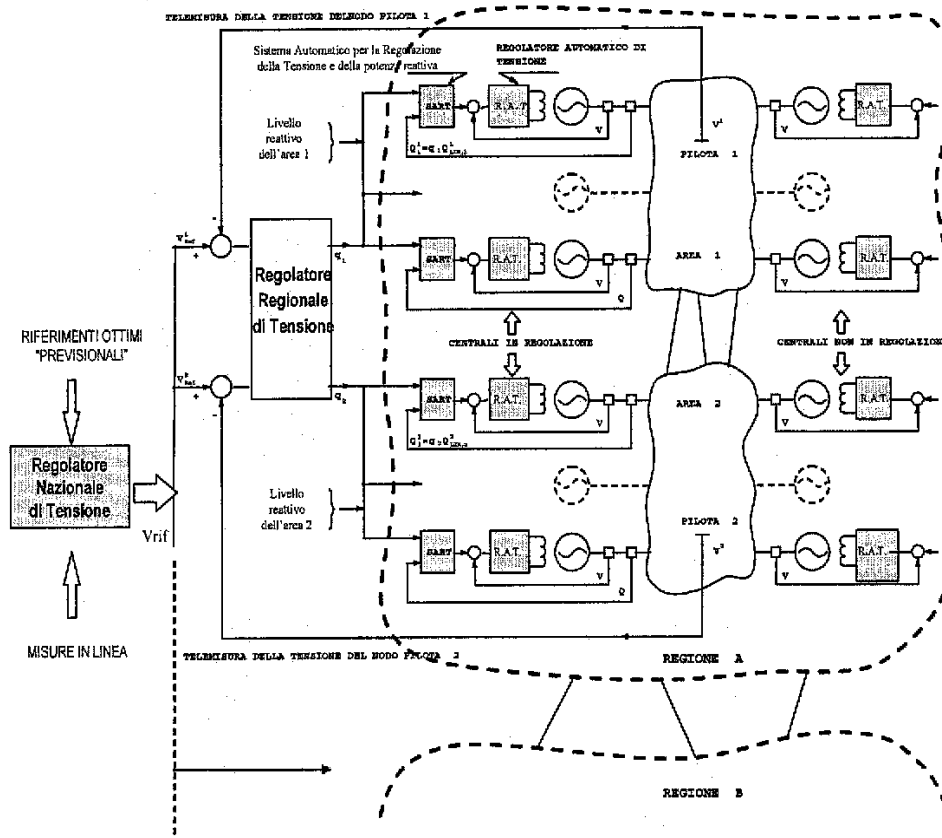


Figura 9 Struttura gerarchica di regolazione delle tensioni di rete nel sistema elettrico italiano

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

5.1 Validità della realizzazione nel sistema elettrico nazionale di un controllo gerarchico di tensione a tre livelli: analisi statiche

VOSTA (VOLTage STAbility) è una procedura statica, ideata presso il Centro Ricerche di Automatica dell'ENEL e successivamente sviluppata dall'Università di Pavia e dal Politecnico di Milano, per calcolare la distanza (in MVA) fra il punto di lavoro attuale ed il punto di collasso. Inoltre VOSTA consente di determinare la pericolosità di ogni singola contingency (come uno scatto linea oppure un fuori servizio di un generatore), con riferimento al collasso di tensione. Determinata la contingency più restrittiva, essa sarà assunta a definizione dei margini di sicurezza della rete [37][38][39][40]. La procedura VOSTA è anche in grado di tenere in conto la presenza di un controllo gerarchico delle tensioni di rete, simulando il livello secondario e terziario [41][42]. In tale scenario le generazioni attive sono aggiornate, in considerazione delle variazioni di carico, simulando l'effetto dei diversi livelli di regolazione presenti:

- i generatori in regolazione primaria vengono modellizzati come nodi PV fino al raggiungimento dei limiti di capability, in corrispondenza dei quali il nodo viene commutato a PQ;
- i generatori in regolazione secondaria vengono modellizzati come nodi PQ. Essi forniscono la potenza reattiva necessaria a mantenere la tensione del nodo pilota al valore prefissato, determinato dalla regolazione terziaria NVR;
- il nodo pilota è modellizzato come nodo PV fino a che le risorse reattive dell'area di controllo vengono saturate, in tale caso si ha la commutazione a nodo PQ.

La simulazione della regolazione secondaria ha richiesto lo sviluppo di algoritmi più sofisticati. La procedura iterativa che simula la regolazione secondaria agisce in questo modo: inizialmente tutti i nodi pilota sono posti di tipo PV con tensione pari al valore di riferimento, mentre i generatori in regolazione secondaria sono rappresentati come nodi PQ e devono soddisfare i vincoli di allineamento. A seguito dell'aumento di carico, i valori delle tensioni ai nodi pilota possono essere mantenuti solo variando opportunamente le iniezioni reattive in tali nodi; gli sbilanci di potenza reattiva devono essere eliminati con opportuni aggiornamenti dei livelli di reattivo delle aree, modificando di conseguenza le produzioni reattive dei gruppi regolanti. All'iterazione k-esima vengono calcolate le nuove produzioni reattive per le aree controllate:

$$[Q_A^{(k)}] = [Q_A^{(k-1)}] + [\Delta Q_A^{(k)}].$$

Il vettore degli aggiornamenti $[\Delta Q_A^{(k)}]$ è calcolato mediante approssimazione lineare:

$$[\Delta Q_A^{(k)}] = \left[\frac{\partial Q_{pil}}{\partial Q_A} \right]_{(k)}^{-1} [\Delta Q_{pil}^{(k)}]$$

con:

- $[\Delta Q_{pil}^{(k)}]$ sbilancio di potenza reattiva nei NARS nodi pilota all'iterazione k;
- $[\Delta Q_A^{(k)}]$ aggiornamenti delle produzioni reattive nelle NARS aree all'iterazione k;
- $\left[\frac{\partial Q_{pil}}{\partial Q_A} \right]_{(k)}$ matrice quadrata di sensitivity di dimensioni NARS x NARS.

In ogni area la potenza reattiva da produrre viene divisa tra i vari gruppi secondo il criterio di allineamento già citato. Nel corso delle successive iterazioni può succedere

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

$$Q_{A,i} = Q_{A0,i} + \sum_{j=1}^{NARS} \frac{\partial Q_{A,i}}{\partial V_{P,j}} (V_{P,j} - V_{P0,j})$$

dove $V_{P,j}$ e $Q_{A,i}$ sono la tensione del nodo pilota j -esimo e la potenza reattiva dell'area i -esima all'iterazione attuale mentre $V_{P0,j}$ e $Q_{A0,i}$ sono quelli all'iterazione precedente.

I vincoli sulle tensioni di macchina dei generatori di controllo, asserviti alla regolazione secondaria di tensione, una volta linearizzati, completano il sistema $Ax \leq b$. Detto NGENRS il numero dei generatori di controllo, tali vincoli si possono linearizzare nella seguente forma:

$$v_{g,i} \leq v_{g0,i} + \sum_{j=1}^{NARS} \left(\frac{\partial v_{g,i}}{\partial V_{P,j}} (V_{P,j} - V_{P0,j}) \right) + \sum_{j=1}^{NARS} \left(\frac{\partial v_{g,i}}{\partial Q_{A,j}} (Q_{A,j} - Q_{A0,i}) \right) \leq \overline{v_{g,i}}$$

La variabile $v_{g0,i}$ indica la tensione di macchina dell' i -esimo generatore di controllo all'iterazione precedente e $v_{g,i}$ è la variabile facente parte del vettore x . Le sensitivity

$\frac{\partial v_{g,i}}{\partial V_{P,j}}$, $\frac{\partial v_{g,i}}{\partial Q_{A,j}}$ vengono calcolate dalla procedura VOSTA.

La forma matriciale del sistema di vincoli $Ax \leq b$ diventa pertanto:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial Q_{A,1}}{\partial V_{P,1}} & \dots & \frac{\partial Q_{A,1}}{\partial V_{P,NARS}} & 1 & 0 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & 0 & 0 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & 0 & 0 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & 0 & 0 & \dots & 0 \\ \frac{\partial Q_{A,NARS}}{\partial V_{P,1}} & \dots & \frac{\partial Q_{A,NARS}}{\partial V_{P,NARS}} & 0 & 0 & \dots & 1 \\ \frac{\partial v_{g,1}}{\partial V_{P,1}} & \dots & \frac{\partial v_{g,1}}{\partial V_{P,NARS}} & \frac{\partial v_{g,1}}{\partial Q_{A,1}} & \dots & \frac{\partial v_{g,1}}{\partial Q_{A,NARS}} & \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \\ \frac{\partial v_{g,NGENRS}}{\partial V_{P,1}} & \dots & \frac{\partial v_{g,NGENRS}}{\partial V_{P,NARS}} & \frac{\partial v_{g,NGENRS}}{\partial Q_{A,1}} & \dots & \frac{\partial v_{g,NGENRS}}{\partial Q_{A,NARS}} & \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \\ \frac{\partial v_{g,NGENRS}}{\partial V_{P,1}} & \dots & \frac{\partial v_{g,NGENRS}}{\partial V_{P,NARS}} & \frac{\partial v_{g,NGENRS}}{\partial Q_{A,1}} & \dots & \frac{\partial v_{g,NGENRS}}{\partial Q_{A,NARS}} & \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{A,1} \\ \dots \\ V_{P,NARS} \\ Q_{A,1} \\ \dots \\ Q_{A,NARS} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} Q_{A0,1} - \sum_{j=1}^{NARS} \frac{\partial Q_{A,1}}{\partial V_{P,j}} V_{P0,j} \\ \dots \\ Q_{A0,NARS} - \sum_{j=1}^{NARS} \frac{\partial Q_{A,NARS}}{\partial V_{P,j}} V_{P0,j} \\ -v_{g0,1} + \sum_{j=1}^{NARS} \frac{\partial v_{g,1}}{\partial Q_{A,j}} Q_{A0,j} + \sum_{j=1}^{NARS} \frac{\partial v_{g,1}}{\partial V_{P,j}} V_{P0,j} - \overline{v_{g,1}} \\ \dots \\ -v_{g0,NGENRS} + \sum_{j=1}^{NARS} \frac{\partial v_{g,NGENRS}}{\partial Q_{A,j}} Q_{A0,j} + \sum_{j=1}^{NARS} \frac{\partial v_{g,NGENRS}}{\partial V_{P,j}} V_{P0,j} + \overline{v_{g,NGENRS}} \\ v_{g0,1} - \sum_{j=1}^{NARS} \frac{\partial v_{g,1}}{\partial Q_{A,j}} Q_{A0,j} - \sum_{j=1}^{NARS} \frac{\partial v_{g,1}}{\partial V_{P,j}} V_{P0,j} - \overline{v_{g,1}} \\ \dots \\ v_{g0,NGENRS} - \sum_{j=1}^{NARS} \frac{\partial v_{g,NGENRS}}{\partial Q_{A,j}} Q_{A0,j} - \sum_{j=1}^{NARS} \frac{\partial v_{g,NGENRS}}{\partial V_{P,j}} V_{P0,j} - \overline{v_{g,NGENRS}} \end{bmatrix}$$

Infine nella procedura VOSTA è stato introdotto lo studio dell'influenza dei parametri di controllo sui valori singolari della matrice Jacobiana [38][39]; sviluppando tale approccio è stato possibile analizzare il comportamento della rete a fronte di generiche perturbazioni (contingency), come l'apertura di una linea o la perdita di un'unità di generazione utilizzando le variazioni del valore singolare minimo (o in maniera equivalente del valore singolare massimo della matrice Jacobiana inversa) per classificare la pericolosità delle perturbazioni.

Si riportano ora alcuni risultati relativi alle prestazioni del controllo gerarchico di tensione determinati con la procedura VOSTA applicata a modelli della rete italiana dell'anno 2000 [43]. Le aree di regolazione secondaria di tensione, i nodi pilota e i rispettivi generatori di controllo adottati nelle simulazioni sono indicati in Tabella 2.

La regolazione terziaria richiede che si forniscano dei valori ottimi di tensione dei nodi pilota e di livello reattivo di area per diversi valori di carico nella rete: a tal fine si è sfruttata una particolare modalità di funzionamento della procedura VOSTA che

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

consente di imporre alla rete un aumento di carico pari a una percentuale del carico attivo iniziale. Diverse prove sono state condotte per decidere l'incremento di carico minimo oltre il quale diventa necessario aggiornare i valori ottimi: per ogni caso si è determinata la soglia opportuna. Altre prove sono state condotte per determinare i valori dei pesi β e γ della funzione di regolazione terziaria: si è scelto $\beta = 1$ e $\gamma = 0,1$. La ripartizione percentuale degli incrementi di carico sulle diverse aree territoriali (ad esclusione dell'area di Cagliari, non simulata) è rappresentata in Tabella 3.

Nodo Pilota	Regione	Centrali in regolazione
MAGLIANO	Piemonte	Entracque, Vado Ligure
S. FIORANO	Lombardia	Edolo, S. Fiorano
BOVISIO	Lombardia	La Casella, Piacenza, Tavazzano, Roncovalgrande, Turbigo
DOLO	Friuli	Monfalcone, Fusina, Porto Tolle
MARTIGNONE	Toscana/Emilia	Bargi, Sermide, Ostiglia
AURELIA	Lazio	Montalto, T.Valdaliga N, T.Valdaliga S.
BRINDISI	Puglia	Brindisi S.
ROSSANO	Calabria	Rossano
PRIOLO GARGALLO	Sicilia	Isab Erg

Tabella 2 Nodi pilota e generatori di controllo adottati nelle simulazioni in esame

Area Territoriale	Percentuale di ripartizione di carico
Torino	15 %
Milano	30 %
Venezia	20 %
Firenze	10 %
Roma	10 %
Napoli	10 %
Palermo	5 %

Tabella 3 Coefficienti di ripartizione dell'aumento di carico nelle simulazioni in esame

Nella simulazione presentata si è ottenuta una differenza nella distanza dal collasso di tensione tra regolazione secondaria e terziaria pari a 1000 MW a favore di questa ultima. Occorre sottolineare che questo numero va apprezzato non per la precisione ma per l'indicazione qualitativa di una migliore predisposizione della rete a soddisfare ripetuti aumenti di carico. La regolazione terziaria sfrutta quattro set di valori ottimi che si alternano ogni 2000 MW di aumento di carico. I grafici, riportati di seguito (Figura 10 e Figura 11), evidenziano in che modo aumenta la distanza dal collasso di tensione nella simulazione con regolazione terziaria rispetto a quella in regolazione secondaria per i nodi pilota di Magliano e Bovisio che corrispondono ad alcune delle aree maggiormente sollecitate. Per quanto riguarda le potenze reattive regolanti di area (Figura 12 e Figura 13), si possono effettuare considerazioni analoghe a quelle precedenti: la migliore distribuzione delle generazioni reattive consente ai generatori di rimanere in regolazione terziaria più a lungo e di supportare il profilo di tensione richiesto. Nei grafici le linee tratteggiate indicano la potenza reattiva regolante massima di area intesa come somma della massima potenza reattiva generabile dai gruppi di controllo mentre il tratto continuo indica il livello di potenza reattiva regolante attuale (il rosso riguarda la regolazione terziaria, il verde la regolazione secondaria). Infine, l'andamento dei due indici riportati in Figura 14 e Figura 15, molto utilizzati per studi di

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

stabilità di tensione, conferma la bontà dell'azione della regolazione terziaria: l'andamento del valore singolare massimo della matrice Jacobiana inversa e dell'indice dQ_{gtot}/dQ_{ctot} (detto indice di Carpentier) evidenziano una situazione generale della rete più stabile in regolazione terziaria.

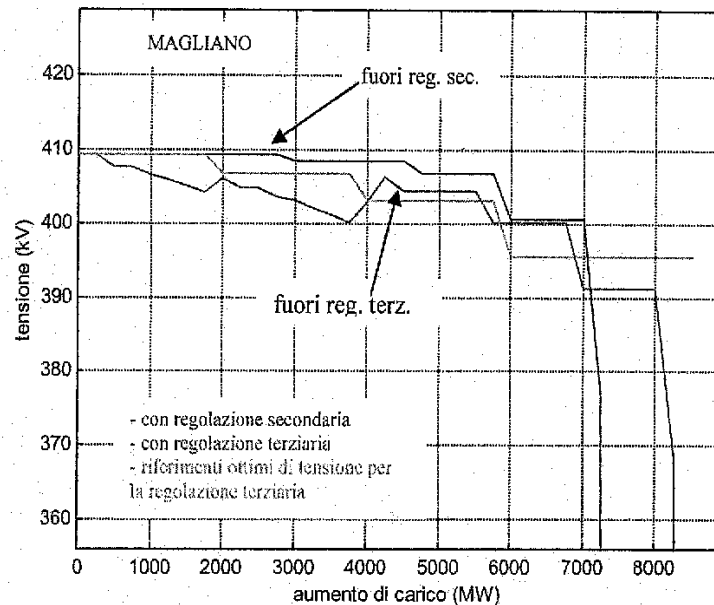


Figura 10 Profilo di tensione in regolazione secondaria e terziaria per il nodo pilota di Magliano

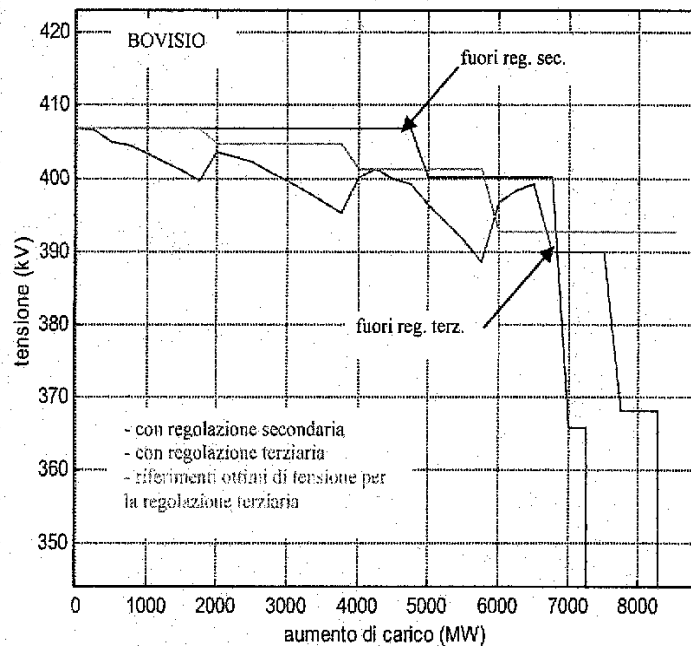


Figura 11 Profilo di tensione in regolazione secondaria e terziaria per il nodo pilota di Bovisio

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

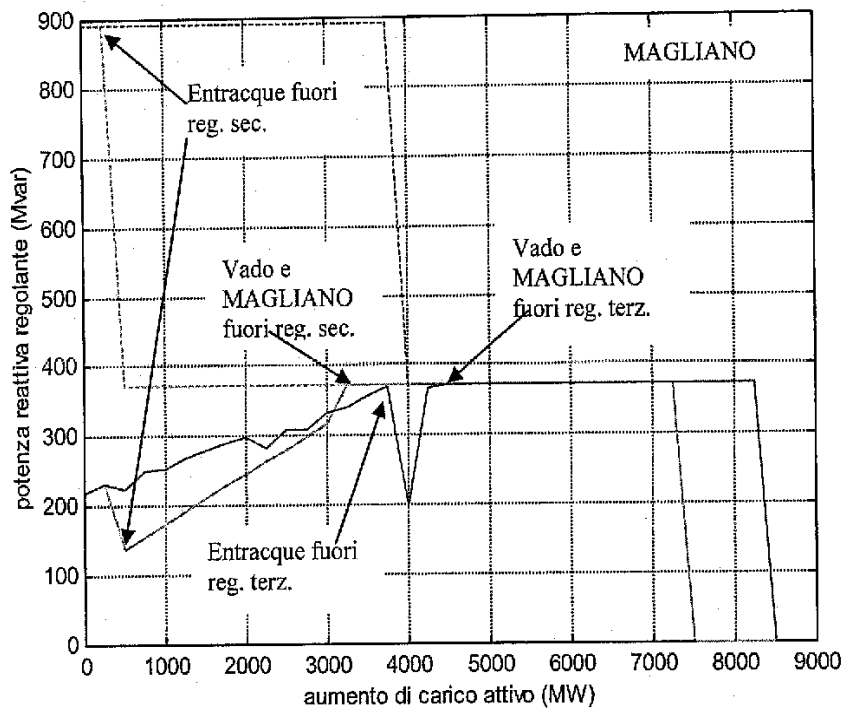


Figura 12 Potenza reattiva regolante per l'area di Magliano (in verde la regolazione secondaria, in rosso la regolazione terziaria)

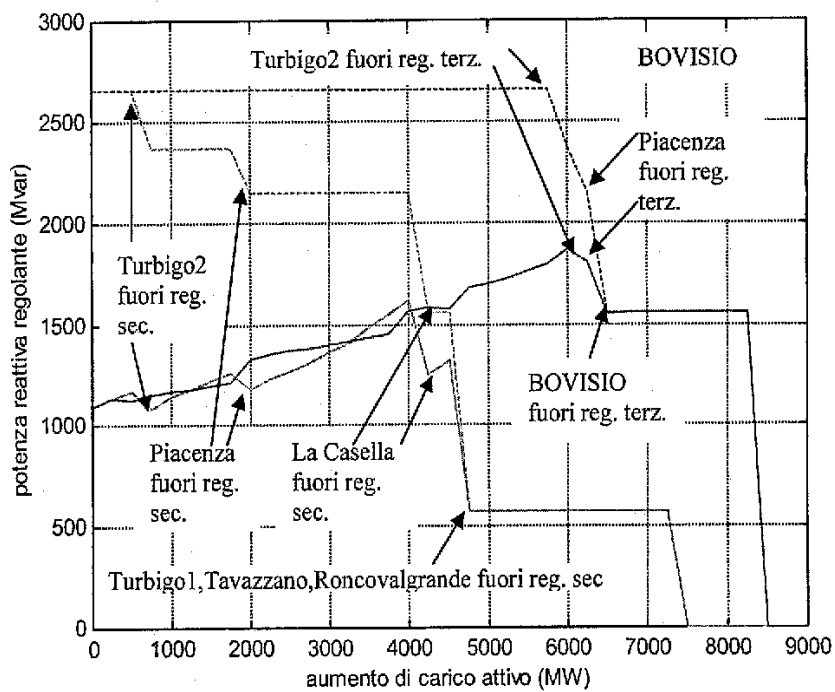


Figura 13 Potenza reattiva regolante per l'area di Bovisio (in verde la regolazione secondaria, in rosso la regolazione terziaria)

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

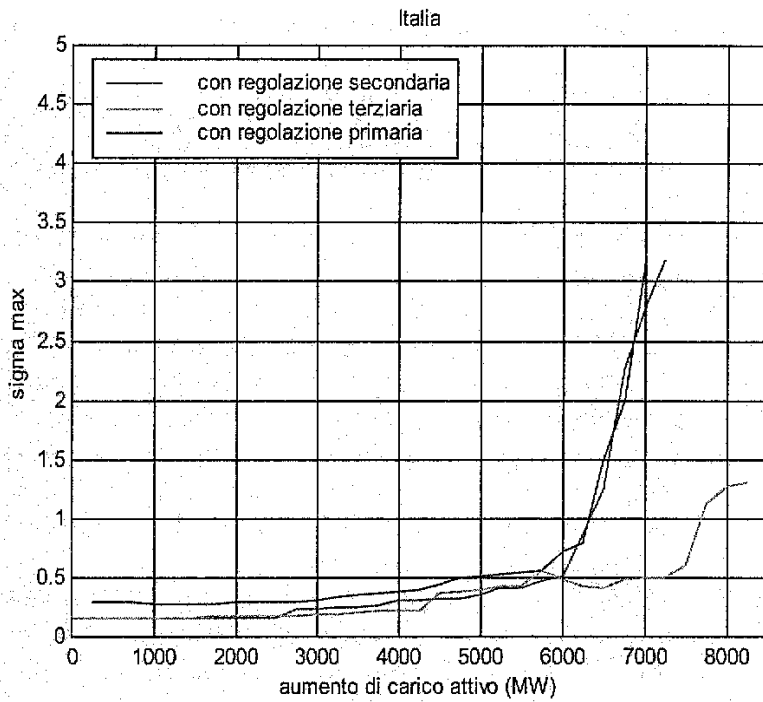


Figura 14 Andamento del valore singolare massimo con i tre tipi di regolazione

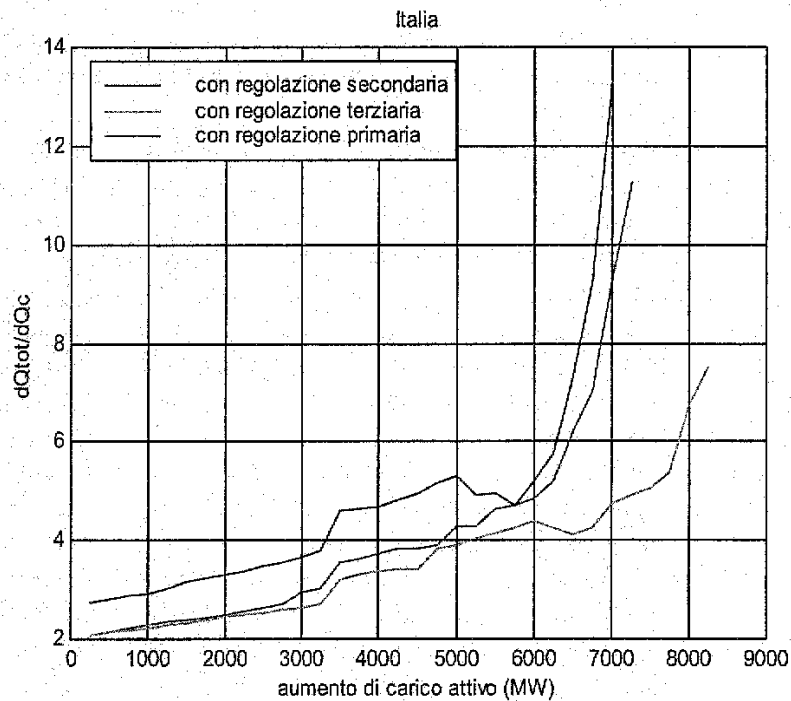


Figura 15 Andamento dell'indice dQ_{tot}/dQ_c con i tre tipi di regolazione

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

5.2 *Validità della realizzazione nel sistema elettrico nazionale di un controllo gerarchico di tensione a tre livelli: analisi dinamiche*

Le prove dinamiche sulle prestazioni del controllo gerarchico delle tensioni di rete sono state effettuate utilizzando il programma SICRE, sviluppato da ENEL/DSR e poi dal CESI e suddiviso in due moduli principali detti STD (Short Term Dynamics) ed LTD (Long Term Dynamics).

Il modulo STD serve prevalentemente per lo studio di fenomeni di oscillazioni elettromeccaniche e regolazioni veloci e locali, innescati da perturbazioni (corto circuiti, apertura o chiusura di collegamenti, scatto di gruppi e stacchi carico) e da manovre sulla rete. La simulazione in STD opera con passo di integrazione di circa 20 ms per un periodo di tempo che, orientativamente, si aggira sui 30 secondi. Il sistema elettrico simulato è formato dai seguenti componenti: rete passiva, carichi, macchine sincrone ed asincrone, regolatori primari e secondari di frequenza e di tensione, tap changers, SVC, protezioni di linea, di trasformatore, di macchina e alleggeritori automatici di carico. I componenti del sistema sono modellati con il massimo grado di dettaglio, ovviamente comprendendo anche la simulazione di fenomeni lenti.

Il secondo modulo trova applicazione per eseguire studi di long term dynamics quali ad esempio: i transitori di frequenza media e il comportamento dei gruppi in regolazione secondaria di frequenza e di tensione. La simulazione in LTD opera con passo di integrazione di circa 0,5 secondi per un periodo di tempo fino a 5 - 10 minuti. I modelli dei componenti del sistema elettrico sono ottenuti da quelli di STD con opportune semplificazioni, rese possibili dall'ipotesi di trascurare le oscillazioni elettromeccaniche. In particolare vengono considerate a regime le dinamiche veloci (regolazione primaria della tensione, dinamica dei flussi e del campo di macchina, oscillazioni elettromeccaniche, servomotori con costanti di tempo minori di 0,5 secondi) e viene semplificato il modello delle protezioni.

Il sistema fisico viene simulato suddividendolo in più sottosistemi interagenti. Una prima suddivisione viene fatta dal punto di vista topologico nei seguenti componenti: la rete elettrica formata da sezioni, linee, trasformatori a rapporto fisso, i carichi, i variatori sotto carico, i regolatori secondari di frequenza/potenza, i regolatori secondari della tensione, i gruppi di generazione (equazioni elettromagnetiche e meccaniche) con i loro sistemi di eccitazione, di adduzione e i relativi controlli (regolazione primaria di frequenza e di tensione e curve di capability), i sistemi statici di compensazione del reattivo, le protezioni automatiche di linee, di trasformatori, di sbarre e di gruppi e gli alleggeritori automatici del carico.

Una seconda suddivisione viene fatta al fine di produrre un sistema "modulare" ossia costituito da "blocchi" con caratteristiche di intercambiabilità. A tal fine il modello globale del sistema elettrico di potenza è visto come l'insieme delle equazioni algebriche e differenziali che descrivono i vari componenti nel modo più opportuno, in relazione ai fenomeni da simulare. Esso viene distinto in più sottosistemi algebrici e differenziali o "moduli" collegati tra loro mediante opportune variabili. In generale l'insieme di equazioni che descrivono i moduli così definiti possono essere diversi nei due modelli STD e LTD. Il modello matematico utilizzato per la simulazione della regolazione secondaria di tensione è descritto in [44][45].

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

Tramite la procedura SICRE è stato approfondito lo studio delle prestazioni della struttura gerarchica di controllo delle tensioni di rete, analizzando i miglioramenti portati all'esercizio del sistema elettrico (in termini di perdite sulle linee, margini di regolazione, loadability, etc.) ed alla capacità di "adattarsi" alle condizioni "istantanee" della rete [46]. La procedura di analisi sviluppata può essere così sintetizzata:

- Acquisizione dei dati di Stima dello Stato, rappresentanti la rete italiana nelle situazioni analizzate, relative ad un picco di carico invernale (29 gennaio), estivo (16 luglio) e una situazione di carico intermedio (2 aprile), dell'anno 2001.
- Esecuzione di un calcolo di Optimal Reactive Power Flow (ORPF), al fine di determinare i riferimenti di tensione "ottimi" per i nodi pilota (la funzione obiettivo è la minimizzazione delle perdite di rete: si vuole però sottolineare come le procedure di ORPF vadano a ricercare il soddisfacimento di una serie di vincoli, garantendo un'adeguata sicurezza di esercizio del sistema).
- Esecuzione di una rampa di carico, suddivisa opportunamente sul sistema, andando a ridefinire i set point di tensione dei nodi pilota ad intervalli prefissati di variazione del carico (nella fattispecie i "valori ottimi" vengono ricalcolati ogni 1000-1500 MW di rampa); tale modalità è basata sul calcolo delle procedure di ORPF, che hanno portato alla definizione del set di profili di tensione da assegnare ai regolatori di tensione nei vari punti della rampa di carico.

Le rampe di carico sono state simulate secondo varie modalità operative della regolazione delle tensioni di rete, in particolare:

- RPT: simulazione della presenza della sola regolazione primaria;
- RST: simulazione della presenza della regolazione secondaria;
- RSTO: simulazione della presenza della regolazione secondaria, con profili di tensione "ottimizzati" dalla procedura di ORPF nel punto di partenza;
- RTT: simulazione della presenza della regolazione terziaria, con profili di tensione (e livelli reattivi di area) "ottimizzati" dalla procedura di ORPF nel punto di partenza;
- RSTdisp: simulazione della presenza della regolazione secondaria, con profili di tensione "ottimizzati" dalla procedura di ORPF nel punto di partenza, e poi aggiornati (a intervalli discreti) in funzione del livello di rampa di carico;
- RTTdisp: simulazione della presenza della regolazione terziaria, con profili di tensione (e livelli reattivi di area) "ottimizzati" dalla procedura di ORPF nel punto di partenza e poi aggiornati (a intervalli discreti) in funzione del livello di rampa di carico.

La suddivisione della rampa di carico sulle varie aree/nodi della rete è stata eseguita in modo proporzionale al carico iniziale, risultando quindi diversificata per le varie situazioni analizzate. In base a quanto detto in precedenza, è nota la necessità di assegnare dei "pesi" alla funzione obiettivo della regolazione terziaria $OF = [V_p - V_{ref}]^2 M_v^2 [V_p - V_{ref}] + [Q_A - Q_{Arif}]^2 M_Q^2 [Q_A - Q_{Arif}]$, in particolare si è optato per associare peso unitario al termine M_v ed un valore pari alla sensibilità della tensione del nodo pilota rispetto alla potenza reattiva di area (S) al peso M_Q (andando così ad equilibrare i pesi degli scarti di tensione con quelli delle potenze reattive nella funzione obiettivo $\min(OF)$). Le simulazioni eseguite hanno poi mostrato la necessità di mutare il secondo peso (M_Q) con l'obiettivo di ricercarne il valore più adatto per il sistema elettrico italiano. In Tabella 4 vengono riportati i valori di sensibilità rilevati tramite

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

simulazione, nei tre casi in analisi, ed i valori dei pesi adottati per la fase di test, in particolare vengono definiti con RTT1, RTT2 e RTT3 tre configurazioni di regolatore terziario che differiscono solo per il peso MQ.

	$\frac{\partial V_{pilota}}{\partial q_{area}}$	$\frac{\partial V_{pilota}}{\partial q_{area}}$	$\frac{\partial V_{pilota}}{\partial q_{area}}$	$\frac{\partial V_{pilota}}{\partial q_{area}}$	M_Q'	M_Q''	M_Q'''
	29 gennaio	2 aprile	16 luglio	Medio (adottato)	RTT1	RTT2	RTT3
Poggio a C.	18	26	21	25	25	15	10
Baggio	18	20	24,5	20	20	10	5
Brindisi	111	98	126,3	100	100	50	50
Rossano	55	52	53	50	50	25	25
S.Sofia	12	10	13	10	10	10	10
S.Lucia	46	33	69	50	50	25	25
Villanova	8,5	8	7,6	10	10	10	10
Casanova	27,5	24	22	25	25	15	10
Dolo	33	28	31	30	30	15	10
Ostiglia	15,5	24	17	20	20	10	5

Tabella 4 Valori di sensitività rilevati (tramite simulazione in ambiente SICRE) e parametri (pesi) adottati per le simulazioni

I risultati ottenuti, in termini di loadability del sistema, vengono riportati in Tabella 5, dalla quale emerge chiaramente il miglioramento conseguente all'adozione della struttura gerarchica di controllo delle tensioni di rete. Rispetto alla situazione di rete esercita in regolazione primaria, l'utilizzo del regolatore secondario consente un incremento di loadability variabile fra il 4,4 % ed il 9,4 % (a seconda delle situazioni), con l'adozione del regolatore terziario (e quindi con la funzione di ridefinizione dei profili ottimi a seconda delle condizioni di carico/livello di rampa simulato) si ottengono ulteriori miglioramenti di stabilità (5,4 % - 13,8 % rispetto all'esercizio in RPT). Si sottolinea come il parametro "loadability" sia stato usato come metro di paragone, ma non possa essere considerato un indice completo ed esaustivo. In particolare il ridotto incremento (od addirittura, in alcuni casi, la lieve riduzione) di loadability fra la condizione di esercizio in regolazione secondaria e quella in regolazione terziaria (la configurazione di regolazione terziaria di tensione presa a riferimento è la RTT2), se analizzato singolarmente (senza considerare nel dettaglio la condizione di esercizio della rete), porterebbe ad una valutazione errata delle prestazioni della struttura gerarchica. Nel seguito viene chiaramente mostrato come il principale beneficio della regolazione terziaria risieda nel miglioramento dei margini di regolazione dei gruppi asserviti, miglioramento direttamente correlabile ad un rafforzamento della sicurezza della rete.

Viene ora riportata un'analisi più dettagliata di alcune, fra le più significative, delle simulazioni eseguite, ottenute a partire dalla condizione di rete di lunedì 29 gennaio 2001 alle ore 11.00; i grafici sono suddivisi secondo l'area di appartenenza dei rispettivi nodi pilota/generatori asserviti.

L'area torinese di Casanova teleregola le centrali di Trino Vercellese, Venaus, Chivasso, Entracque e Vado Ligure; tale area è caratterizzata dalla vicinanza (geografica ed elettrica) al bacino di carico lombardo, caratterizzato da una forte richiesta di potenza attiva e reattiva.

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

Loadability [MW]	29 Gennaio	2 Febbraio	16 Luglio
RPT	4961	4534	3855
RTS	5147	4868	3951
RTSO	5182	4964	4099
RTT1	5101	4775	3892
RTT2	5200	4915	4032
RTT3	5221	4940	4037
RTT2disp	5229	5159	4079
Caso base: 29 Gennaio	RPT	RSTdisp	RTTdisp
Simulazione di disservizio	4969	5217	5274

Tabella 5 Loadability della rete in funzione della modalità di regolazione delle tensioni

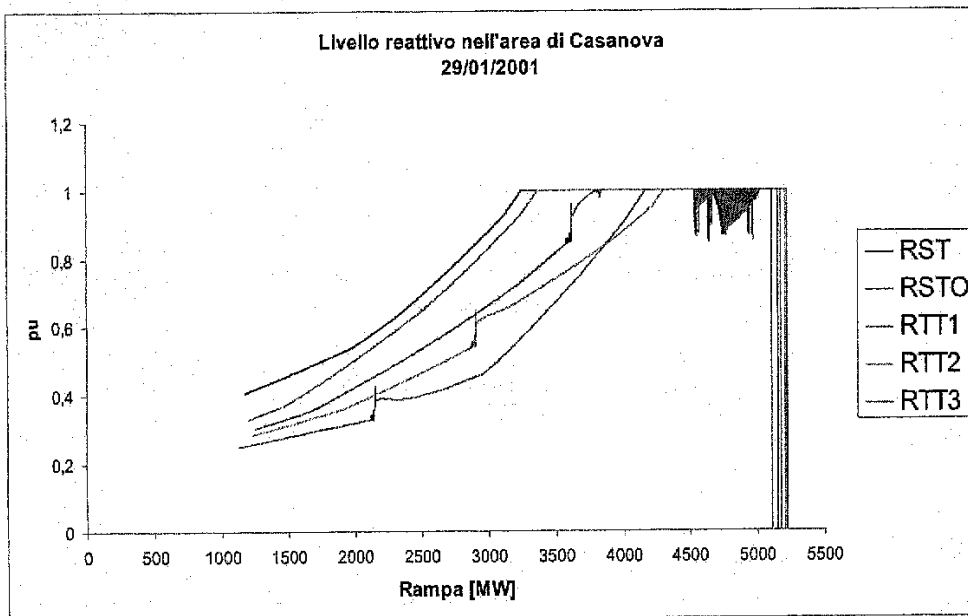


Figura 16 Livello reattivo per l'area di Casanova in diversi assetti di regolazione di tensione

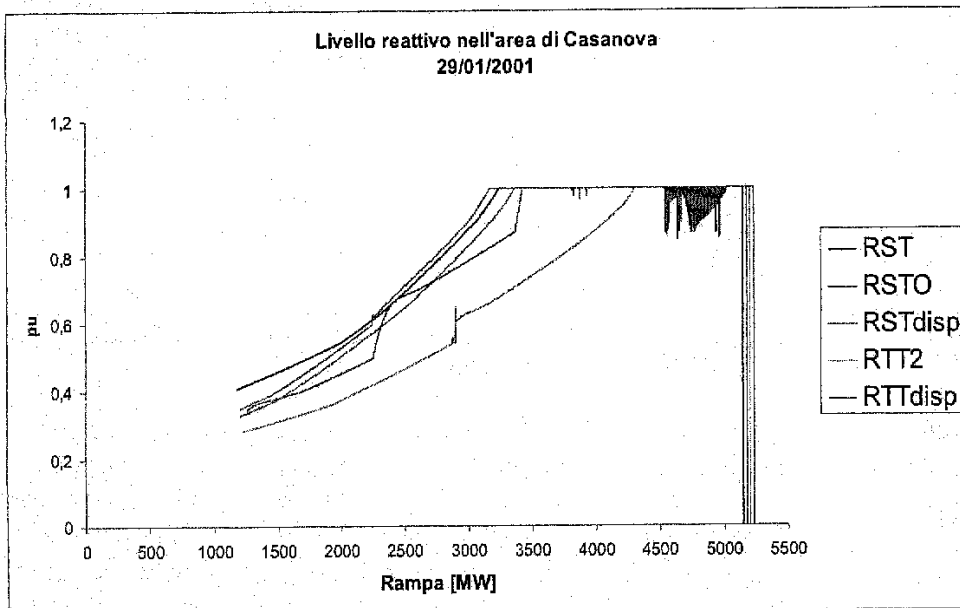


Figura 17 Livello reattivo per l'area di Casanova in diversi assetti di regolazione di tensione

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

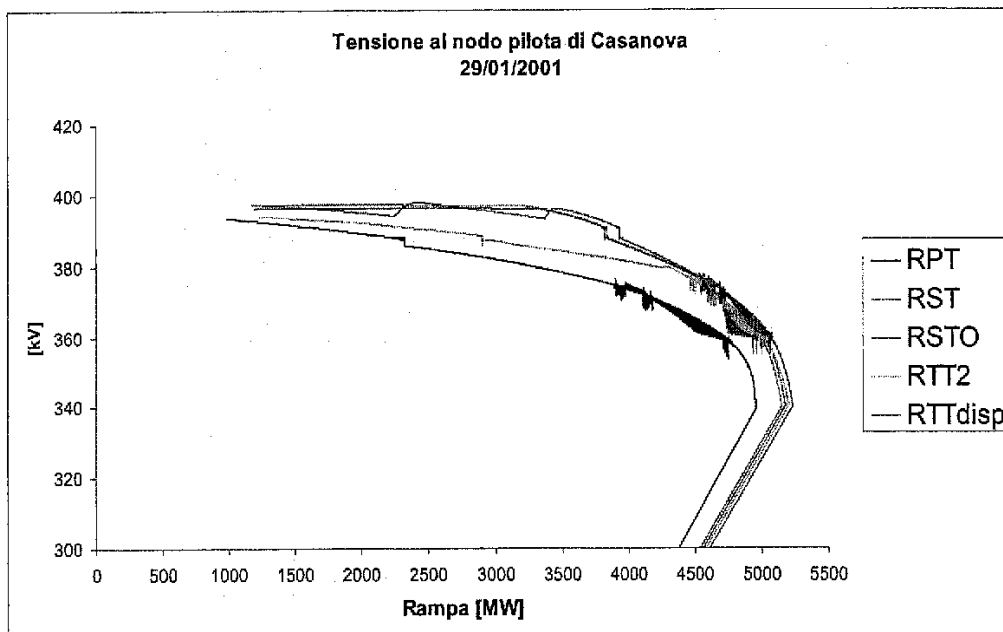


Figura 18 Tensione del nodo pilota di Casanova in funzione della rampa di carico in diversi assetti di regolazione di tensione

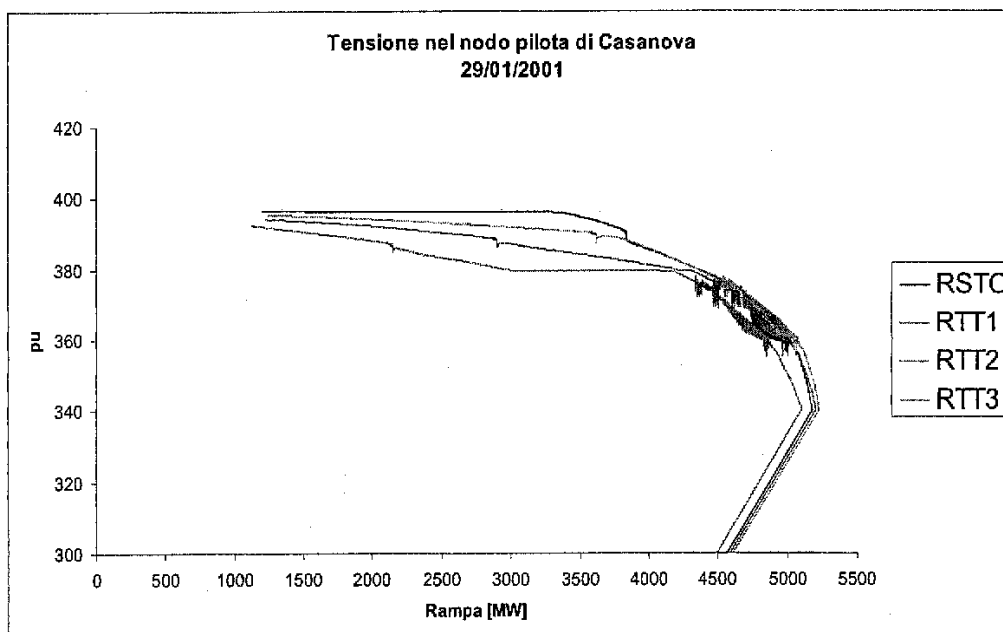


Figura 19 Tensione del nodo pilota di Casanova in funzione della rampa di carico in diversi assetti di regolazione di tensione

La prima considerazione, evidenziata dalle simulazioni sopra riportate, riguarda la capacità del regolatore terziario di mantenere margini di regolazione anche per elevati valori di carico (da Figura 16 e Figura 17 emerge come l'esercizio in regolazione secondaria comporti la saturazione delle risorse reattive dopo una rampa di carico pari a 3000 - 3500 MW mentre l'adozione della regolazione terziaria incrementa tale limite fino a 4000 - 4500 MW). In particolare in Figura 16 vengono confrontati i vari modelli

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso
attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

di regolatore terziario, diversificati in base al peso MQ: è interessante notare come sia errato ritenere come ad elevati valori di MQ corrispondano elevati margini di regolazione (è necessario considerare anche la produzione reattiva della rete, funzione del valore della tensione): come contro - esempio si osservino le curve RTT2 ed RTT3 (la prima, che ha un peso MQ inferiore, mantiene un profilo di tensione più elevato riuscendo così a regolare il sistema anche per carichi elevati).

In Figura 18 e Figura 19 si osserva il comportamento della procedura di ORPF eseguita ad intervalli discreti della rampa di carico: l'ottimizzatore innalza i profili cercando di compensare la caduta di tensione dovuta alla rampa di carico aumentando la richiesta di produzione reattiva (Figura 16). In Figura 19 si nota chiaramente come l'aver impostato un valore elevato di MQ (caso RTT1) ha portato ad una forte caduta di tensione, fino al limite minimo ammesso¹ (400 kV), tale esercizio comporta una riduzione (seppur modesta) della loadability della rete, causata dal dover alimentare i carichi (crescenti) ad una tensione ridotta.

I dati riportati in Tabella 6, inerenti alle simulazioni visualizzate in Figura 20 per il nodo pilota di S. Rocco, evidenziano chiaramente il miglioramento di loadability conseguente all'adozione della regolazione secondaria di tensione, valutato sia in sicurezza N che in sicurezza N-1. Per la rete integra, il limite di stabilità di tensione corrisponde rispettivamente a una rampa di carico di 5720 MW con sola regolazione primaria e di 6133 MW con regolazione secondaria (con un incremento di circa il 6%). Il limite in sicurezza N-1 vale 4362 MW in regolazione primaria e 4840 MW in regolazione secondaria di tensione (con un aumento di circa il 10%), in entrambi i casi la linea Bulciago - Soazza risulta essere la più vincolante. Dai grafici in Figura 20 si nota inoltre come la veloce saturazione delle risorse reattive dell'area di S. Rocco causa l'esclusione del regolatore secondario, la cui prima conseguenza è la visibile caduta di tensione conseguente alla rampa di carico.

SCATTO LINEA	MASSIMA RAMPA IN REG. PRIMARIA	MASSIMA RAMPA IN REG. SECONDARIA
1) Bulciago-Soazza	4362	4840
2) Musignano-Lavorgo	4562	5015
3) Rondissone-Albertville Doppia Terna	4766	5049
4) Cagno-Musignano	5012	5312
5) Venaus-Villarodin	4966	5399
6) Redipuglia-Divaccia	5283	5650
7) Rondissone-Albertville Singola Terna	5395	5729
8) Rondissone-Turbigo	5429	5812
RETE INTEGRA	5720	6133

Tabella 6 Loadability della rete in conseguenza delle varie contingency (valori calcolati con SICRE)

¹ Il regolatore terziario permette di "adattare" dinamicamente le tensioni di rete alla condizione di reale esercizio, mantenendo comunque i riferimenti di tensione dei nodi pilota entro un intervallo predeterminato.

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

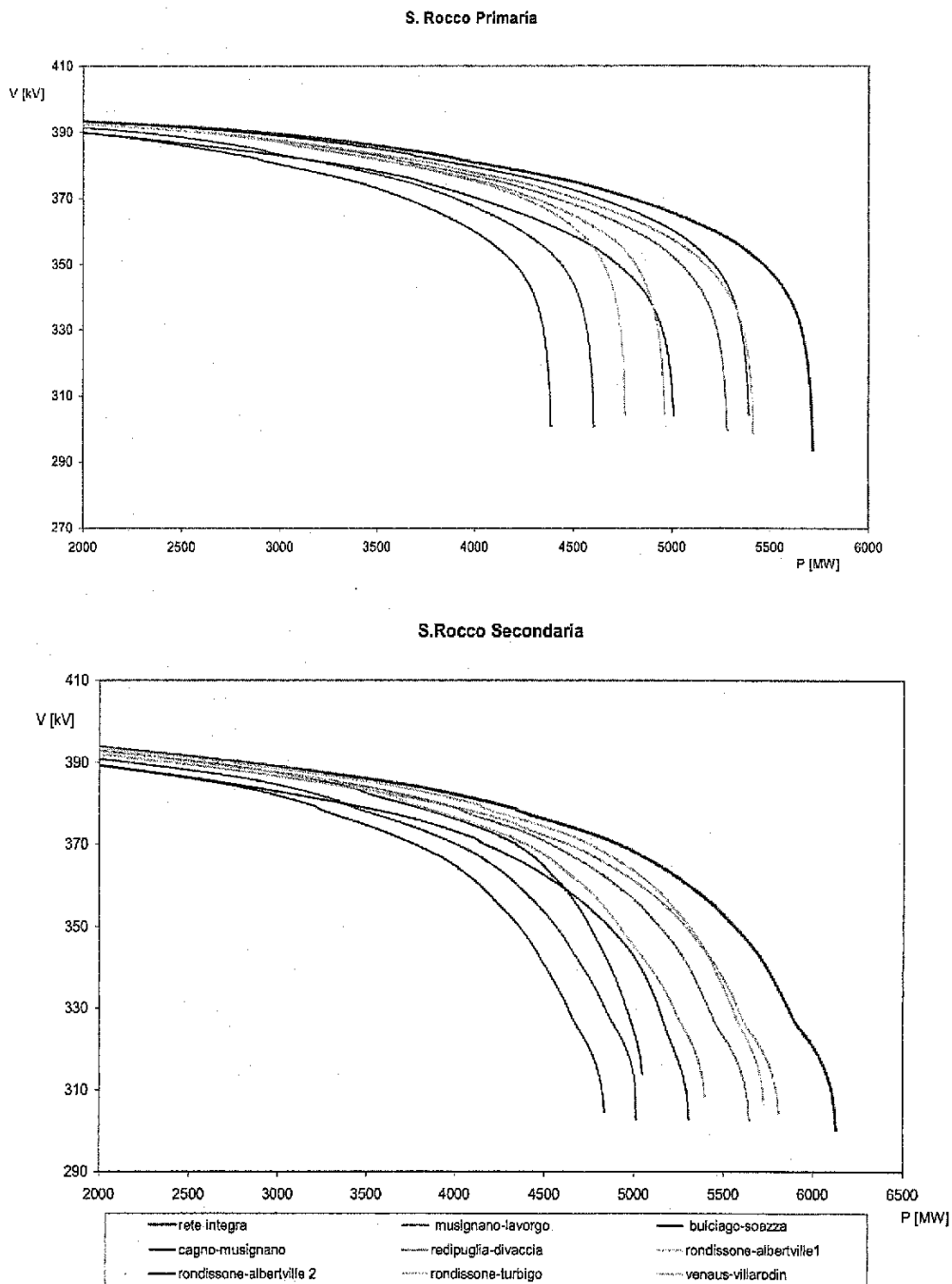


Figura 20 Tensione nel nodo pilota di S.Rocco in conseguenza di contingency sulle principali linee di trasmissione

“Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia”

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

6 Un mercato regionale o zonale della potenza reattiva basato sulla suddivisione in aree di regolazione secondaria del sistema elettrico nazionale

La gestione delle risorse di potenza reattiva in un sistema elettrico verticalmente integrato ha perseguito tre obiettivi principali: il mantenimento di un adeguato livello di tensione sulla rete di trasmissione sia per uno stato di esercizio normale, che a seguito di contingency, la minimizzazione delle perdite di potenza attiva sulle linee e la limitazione delle congestioni legate al raggiungimento di limiti di corrente e o di tensione. Tali linee guida rimangono sostanzialmente valide anche a seguito della liberalizzazione dei mercati elettrici, mentre possono cambiare le modalità secondo le quali gli operatori del sistema acquisiscono la potenza reattiva necessaria alla regolazione delle tensioni di rete. Per intendere la natura di questi cambiamenti bisogna considerare che in un ambiente verticalmente integrato i costi di produzione o di assorbimento della potenza reattiva e di acquisto ed esercizio degli apparati preposti alla regolazione della tensione erano inseriti nel costo di trasmissione e distribuzione dell'energia e quindi addebitati ai consumatori finali, penalizzati nel caso di mancato rispetto delle imposizioni sul fattore di potenza nei nodi di prelievo.

Nei sistemi in cui si è affermata la competizione nel mercato è compito del gestore della rete (Transmission System Operator o TSO) determinare il fabbisogno di potenza reattiva per sostenere i trasferimenti di potenza attiva dalla produzione al carico, mantenendo un profilo di tensioni necessario alla sicurezza dell'esercizio. Per quanto riguarda la regolazione delle tensioni nei nodi della rete, i diversi paesi dell'UCTE hanno adottato per ragioni storiche criteri più o meno complessi: in alcune reti, tra cui quella italiana, sono stati adottati sistemi di controllo gerarchico a più livelli con coordinamento regionale e/o nazionale (regolazione secondaria e terziaria di tensione e potenza reattiva). Gli autori della presente relazione, nella ricerca effettuata sulla valutazione economica (reactive pricing) del servizio, sono partiti dalla convinzione, maturata nei molteplici studi effettuati nel passato e sintetizzati nei paragrafi precedenti, della superiorità delle prestazioni ottenibili con l'attuazione di un controllo gerarchico in linea a più livelli rispetto ad una struttura semplificata ad un solo livello, con azioni sui riferimenti dei regolatori primari di tensione, attuate in anello aperto in base alle indicazioni di una programmazione centralizzata a breve termine. La partecipazione dei generatori al servizio di regolazione di tensione e fornitura di potenza reattiva in presenza della struttura gerarchica di controllo si è dimostrata, in base ai risultati della ricerca finora condotta [47][48] ed a recenti pubblicazioni [49], coerente con la possibilità di attivare tariffe di remunerazione della potenza reattiva legate alle esigenze di ciascuna area di regolazione secondaria, permettendo così la costituzione di mercati zonali della potenza reattiva.

Nella definizione di una struttura tariffaria per la fornitura del reattivo si deve tener conto dei punti di vista del gestore (TSO) e del fornitore. Il TSO deve determinare i benefici delle forniture, legati alla necessità di soddisfare le richieste di carico e di rispettare i vincoli di sicurezza, insieme alla convenienza economica di minimizzare le perdite attive in rete. I fornitori di potenza reattiva (generatori) possono inviare le loro offerte al TSO avvalendosi delle stime dei costi di produzione, che vanno da quelli fissi legati al possibile sovradimensionamento delle eccitatrici e all'acquisto e manutenzione degli apparati di regolazione, a quelli variabili, costituiti da perdite aggiuntive nel

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

circuito d'eccitazione e dai cosiddetti costi di opportunità cui sarebbero soggetti, se chiamati a diminuire la produzione di potenza attiva, per forzare l'immissione di reattivo in rete. In base alle considerazioni precedenti il TSO dovrebbe cercare di ottenere al minimo costo dai fornitori di reattivo il miglior contributo dal punto di vista delle prestazioni del sistema, valutate in base alla sicurezza dell'esercizio e all'economia sulle perdite di trasporto.

Nella ricerca portata avanti sino ad oggi si è esaminato il problema soltanto dal primo punto di vista, cioè quello del beneficio che una risorsa di reattivo disponibile in un nodo può fornire al TSO nell'esercizio della rete.

Il programma di OPF reattivo (Optimal Reactive Power Flow), messo a punto per la determinazione del valore del reattivo (REAPRICE) [47][48], ha come funzione obbiettivo la minimizzazione delle perdite attive nel rispetto di requisiti di sicurezza e qualità del servizio. REAPRICE viene utilizzato, oltre che per effettuare il dispacciamento della potenza reattiva, per determinare il valore marginale nodale del reattivo inteso come contributo alla variazione delle perdite fornito dall'iniezione addizionale di 1 Mvar in ogni nodo della rete.

Le perdite attive P_L sono minimizzate rispetto alle variabili di controllo contenute nel vettore u_R per una rete in alta tensione connessa con trasformatori a rapporto fisso:

$$u_R = [v_g, q_A, q_g];$$

dove:

- v_g è il vettore delle tensioni dei nodi di generazione di tipo PV;
- q_A è il vettore del livello di produzione reattiva per ognuna delle N_{Ar} aree in regolazione secondaria di tensione;
- q_G è il vettore delle produzioni di potenza reattiva dei nodi di generazione di tipo PQ.

In ogni area A_k in regolazione secondaria di tensione, la potenza reattiva prodotta dalle N_{gk} unità asservite $[q_{g1}, q_{g2}, \dots, q_{gN_{gk}}]$ deve soddisfare il seguente vincolo di allineamento:

$$q_{g_j}^{pu} = \frac{q_{g_j}}{q_{g_j, \max}} = \frac{Q_{A_k}}{Q_{A_k, \max}} = q_{A_k} \quad j = 1, \dots, N_{gk},$$

se il livello in pu q_{A_k} è positivo (area A_k in sovraeccitazione), oppure:

$$q_{g_j}^{pu} = \frac{q_{g_j}}{q_{g_j, \min}} = \frac{Q_{A_k}}{Q_{A_k, \min}} = q_{A_k} \quad j = 1, \dots, N_{gk},$$

se il livello in pu q_{A_k} è negativo (area A_k in sottoeccitazione), con:

$$Q_{A_k} = \sum_{i=1}^{N_{gk}} q_{g_i}, \quad Q_{A_k, \max} = \sum_{i=1}^{N_{gk}} q_{g_i, \max}, \quad Q_{A_k, \min} = \sum_{i=1}^{N_{gk}} q_{g_i, \min}.$$

La formulazione del problema di ORPF risulta quindi essere:

$$\text{Min } P_L(v_g, q_A, q_g) \tag{1}$$

$$V_{\min} \leq V(v_g, q_A, q_g) \leq V_{\max} \quad \text{per nodi PQ} \tag{2}$$

$$Q_{g, \min} \leq Q_g(v_g, q_A, q_g) \leq Q_{g, \max} \quad \text{per nodi PV} \tag{3}$$

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso
attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

$$Q_{rs \min} \leq Q_{rs}(v_g, q_A, q_g) \leq Q_{rs \max} \quad (4)$$

$$q_{g_j}^{pu} = q_{A_k} \quad j = 1, \dots, N_{g_k}, \quad k = 1, \dots, N_{Ar} \quad (5)$$

$$v_{g \min} \leq v_g \leq v_{g \max} \quad (6)$$

$$q_{A \min} \leq q_A \leq q_{A \max} \quad (7)$$

$$q_{g \min} \leq q_g \leq q_{g \max} \quad (8).$$

Nella formulazione le lettere maiuscole si riferiscono alle variabili dipendenti nelle equazioni di vincolo (2), (3) e (4), mentre le lettere minuscole rappresentano le variabili di controllo $u_R = [v_g, q_A, q_g]$. Il vincolo (2) riguarda i nodi di generazione modellizzati come PQ, i nodi pilota delle aree in regolazione secondaria e un insieme selezionato di nodi di carico, detti "nodi sentinella" in cui è particolarmente importante mantenere un adeguato profilo di tensione. Il vincolo (3) rappresenta i limiti di funzionamento (curva di capability) dei generatori collegati a nodi di tipo PV mentre i vincoli (4) limitano gli scambi di potenza reattiva tra aree interconnesse. Infine i vincoli (5) rappresentano l'allineamento nella produzione di potenza reattiva per tutti i generatori che appartengono alla stessa area di regolazione ed i vincoli (6 ÷ 8) sono gli upper e lower bounds sulle variabili di controllo.

La soluzione del problema fornisce i livelli ottimi di potenza reattiva per ogni area in regolazione secondaria, i riferimenti di tensione per i nodi pilota e per i generatori che non sono in regolazione secondaria di tensione. Inoltre sono calcolati i moltiplicatori di Lagrange dei vincoli di uguaglianza (5) e dei vincoli di disuguaglianza (2÷4) che sono attivi. E' noto che il moltiplicatore di Lagrange associato ad un vincolo indica di quanto varia la funzione obiettivo per un rilassamento unitario del vincolo in questione. In questo senso, il costo (beneficio) marginale nodale della potenza reattiva assorbita (prodotta) si determina attraverso una combinazione lineare del gradiente delle perdite e delle sensitivity dei vincoli attivi rispetto alle iniezioni nodali di potenza reattiva, calcolati nel punto di ottimo.

La variazione marginale delle perdite conseguente all'iniezione di potenza reattiva al nodo i è data da:

$$\frac{dP_L}{dQ_i} = \frac{\partial P_L}{\partial Q_i} + \sum_{k=1}^{N_A} \sum_{j=1}^{N_{gk}} \lambda_{A_{kj}} \frac{\partial Q_{kj}}{\partial Q_i} + \sum_{l=1}^{N_Q} \lambda_{Q_l} \frac{\partial Q_l}{\partial Q_i} + \sum_{p=1}^{N_V} \lambda_{V_p} \frac{\partial V_p}{\partial Q_i}$$

dove:

- P_L sono le perdite di potenza attiva nel sistema;
- λ_A è la matrice dei Moltiplicatori di Lagrange dei vincoli di allineamento (5);
- λ_Q sono i Moltiplicatori di Lagrange associati agli N_Q vincoli attivi nell'insieme dei vincoli di disuguaglianza (3) (generatori ai limiti di capability);
- λ_V sono i Moltiplicatori di Lagrange associati agli N_V vincoli attivi nell'insieme dei vincoli di disuguaglianza (2) (tensioni nei nodi PQ al limite superiore o inferiore).

Infine il costo (beneficio) marginale al nodo i dipenderà dal costo marginale di sistema dell'energia elettrica C_{MWh} (stabilito nelle precedenti sessioni di mercato della potenza attiva):

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso
attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

$$C_i^{Mvarh} = C_{MWh} \frac{dP_L}{dQ_i} \quad (9).$$

In questo modo il valore della potenza reattiva al nodo i è strettamente connesso ai limiti tecnici connessi al sistema di trasmissione ed ai limiti operativi adottati dal gestore di rete.

La disponibilità del TSO a pagare ai prezzi di offerta la potenza reattiva disponibile in un nodo di generazione (area di regolazione secondaria) sarà legata all'informazione che il programma di ORPF fornisce sul valore della fornitura in quel nodo (area).

Il programma REAPRICE consente anche di assegnare le aree di regolazione secondaria in maniera compatibile, oltre che con i criteri finora utilizzati, con la definizione di zone di mercato in cui il valore della potenza reattiva è il più omogeneo possibile. La strategia adottata nella definizione delle aree e nell'attribuzione dei gruppi alle stesse si basa sulle seguenti regole:

- i generatori devono avere un'elevata capacità di regolazione della tensione del nodo pilota dell'area;
- i valori marginali delle potenze reattive prodotte dai generatori devono essere il più possibile simili.

Per quanto riguarda il primo punto, per ogni area i , le sensitività $\frac{\partial Q_{Pi}}{\partial Q_{Gk}}$ forniscono una

misura dell'efficacia della fornitura addizionale di 1 Mvar da parte del generatore k rispetto ad un'azione di controllo locale, affidata per esempio all'installazione di uno Static Var

Compensator (SVC) nel nodo pilota i . Più il valore di $\left| \frac{\partial Q_{Pi}}{\partial Q_{Gk}} \right|$ è prossimo a 1 e più corretta è

l'assegnazione del generatore k al nodo pilota i . Inoltre, il calcolo della matrice $\frac{\partial Q_P}{\partial Q_A}$

(composta da $N_{Ar} * N_{Ar}$ termini $\frac{\partial Q_{Pi}}{\partial Q_{Ak}}$) permette di verificare i requisiti di

disaccoppiamento. In una corretta configurazione delle aree di regolazione secondaria, i termini diagonali di questa matrice devono essere il più possibile vicini a 1, mentre i termini fuori diagonale devono essere i più piccoli possibili. E' opportuno infine ricordare che la

matrice $\frac{\partial Q_P}{\partial Q_A}$ non è simmetrica in quanto i termini fuori diagonale dipendono dagli scambi

di potenza attiva tra le aree.

Infine, per quanto riguarda il secondo punto, le aree verranno definite in modo che il valore marginale nodale della potenza reattiva sia il più possibile omogeneo al loro interno.

Sono state condotte diverse prove sul sistema elettrico italiano e le condizioni particolarmente gravose verificatesi nell'estate 2003 sono utili ad indicare l'importanza della disponibilità di adeguate risorse di potenza reattiva in situazioni di rete molto caricata. Gli elevati flussi di potenza attiva in rete con il conseguente notevole assorbimento di potenza reattiva da parte del sistema di trasmissione, unitamente alla ridotta capacità regolante dei gruppi sono alla base dei notevoli valori reattivi nodali calcolati, a volte superiori anche ai 2 €/Mvarh (Figura 21), specialmente nell'Italia meridionale e nelle aree del Nord caratterizzate da elevati carichi attivi e reattivi (Figura 28). In Figura 21, i

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso
attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

generatori di controllo sono indicati con l'asterisco mentre le lettere minuscole indicano gli impianti connessi alla rete a 220 kV.

Ulteriori simulazioni sono state condotte su una situazione di carico invernale del gennaio 2004: la configurazione di controllo gerarchico adottata (e valida anche per lo scenario estivo 2003) è mostrata in Figura 22. In questo caso, il comportamento della rete di trasmissione è sostanzialmente neutro, nel senso che la potenza reattiva prodotta dalle capacità delle linee praticamente compensa del tutto la potenza reattiva consumata dalle reattanze dei collegamenti. I valori di tensione dei nodi pilota sono mostrati in Figura 23: si può notare che gli elevati profili di tensione indicano la sostanziale disponibilità di risorse di potenza reattiva. A causa della bassa idraulicità che ha caratterizzato il periodo considerato alcuni impianti idroelettrici risultano fuori servizio e di conseguenza i nodi pilota di S. Sofia e Villanova, che sono regolati rispettivamente dagli impianti idroelettrici di Presenzano e Montorio, S. Giacomo e Provvidenza non sono operativi in regolazione secondaria.

Il valore marginale nodale della potenza reattiva in tutta la rete rimane sotto la soglia di 1 €/Mvarh come indicato in Figura 24, Figura 25 e Figura 26 per i nodi pilota Casanova, Baggio e Porto Tolle (in maiuscolo è indicato il nodo pilota le mentre l'asterisco denota gli impianti di controllo). Con particolare riferimento all'area di Baggio, si nota una sensibile differenza tra il valore marginale nodale della potenza reattiva tra il nodo pilota e gli impianti di La Casella e Piacenza, sia in regolazione primaria che in regolazione secondaria. Ciò sottolinea la non trascurabile distanza elettrica tra il nodo di Baggio ed i suddetti nodi AT di centrale, confermata anche dai valori della sensitivity $\left| \frac{\partial Q_{Pl}}{\partial Q_{Gk}} \right|$, riportati in Figura 27.

Come termine di paragone si può notare che l'impianto di produzione di Turbigo, direttamente connesso al nodo di Baggio, ha un impatto quasi doppio rispetto a La Casella e Piacenza. L'ulteriore esame del valore marginale nodale della potenza reattiva suggerisce una possibile riconfigurazione dello schema di regolazione di tensione, introducendo ad esempio il nodo pilota di S. Rocco.

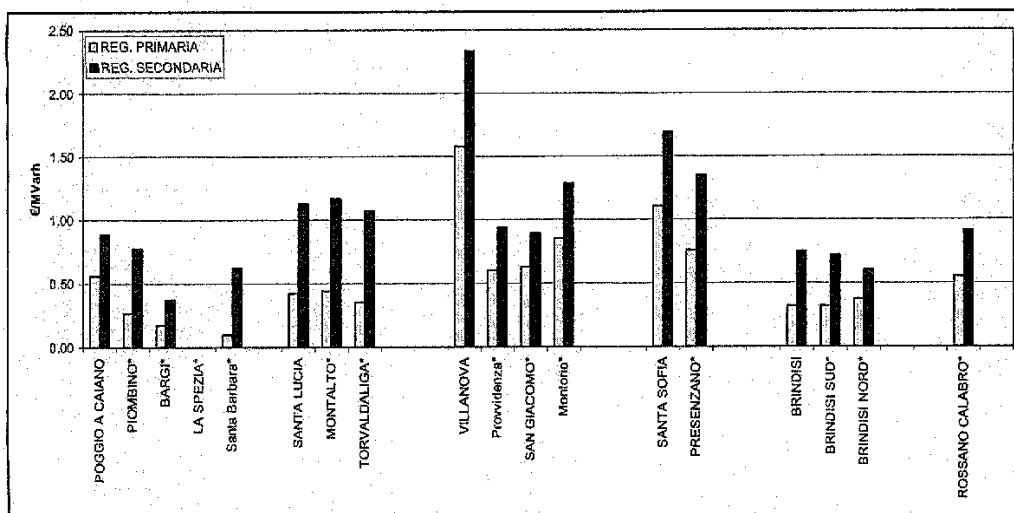


Figura 21 Valori marginali nodali della potenza reattiva nella situazione estiva del 2003

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

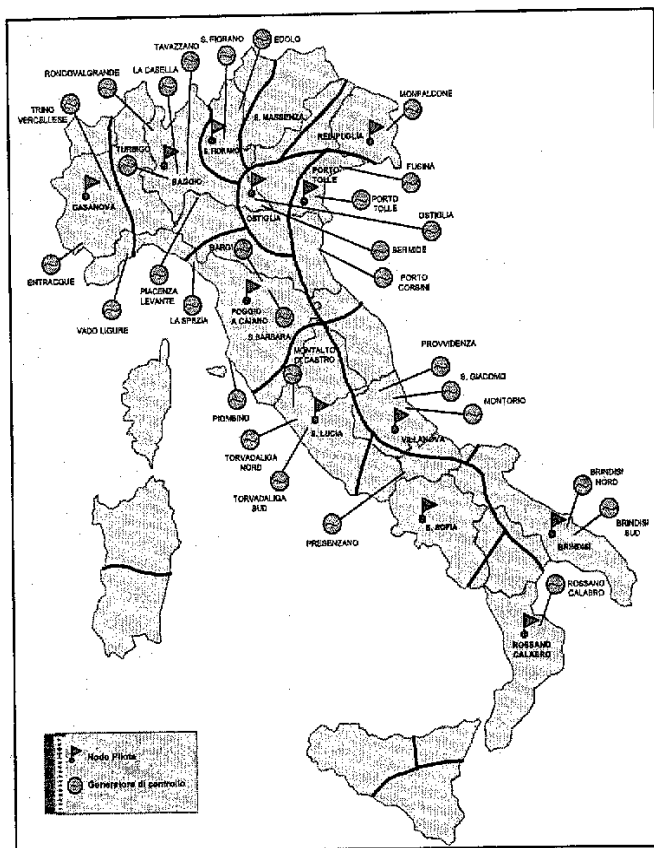


Figura 22 Configurazione della regolazione di tensione per gli anni 2003/2004

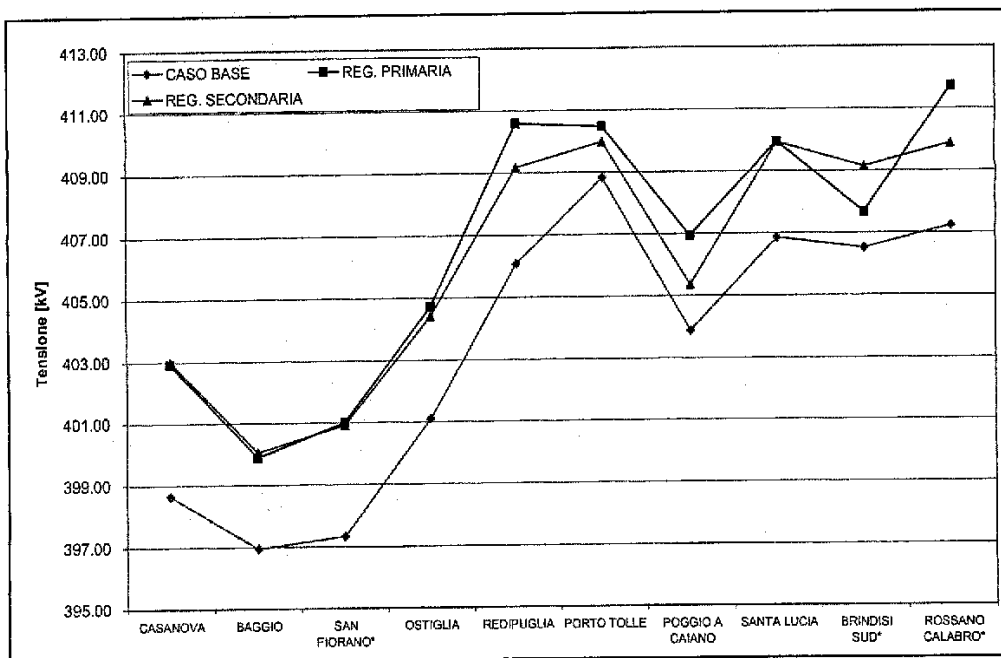


Figura 23 Profilo di tensione dei nodi pilota (scenario invernale del 2004)

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

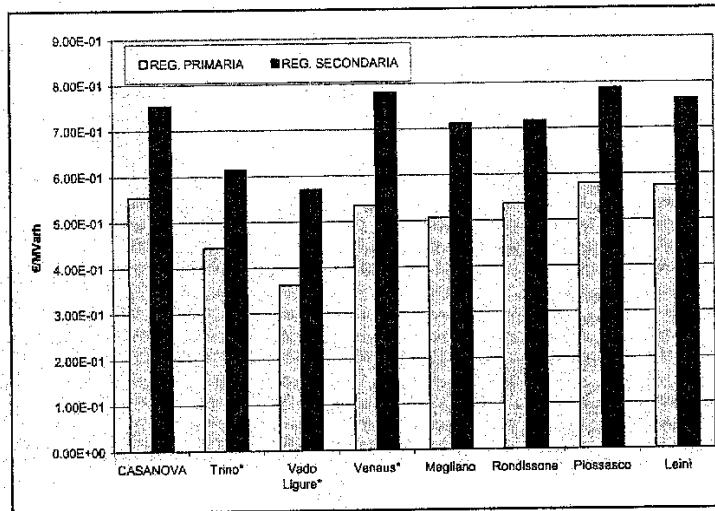


Figura 24 Distribuzione del valore nodale della potenza reattiva nell'area di Casanova (2004)

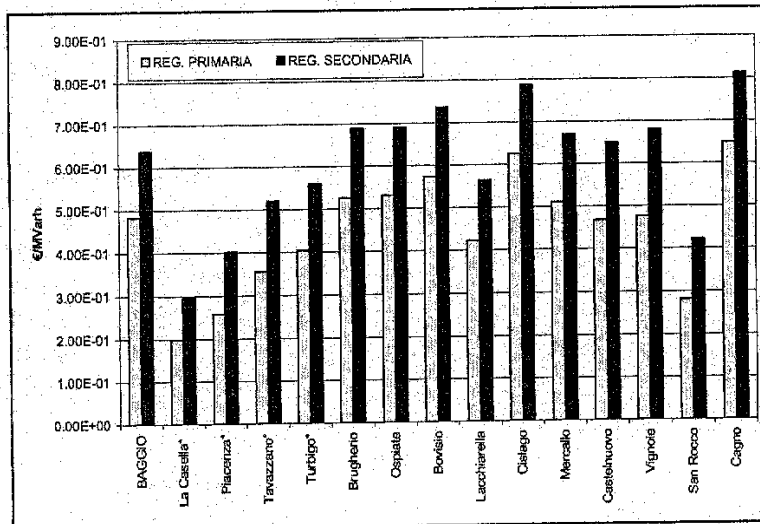


Figura 25 Distribuzione del valore nodale della potenza reattiva nell'area di Baggio (2004)

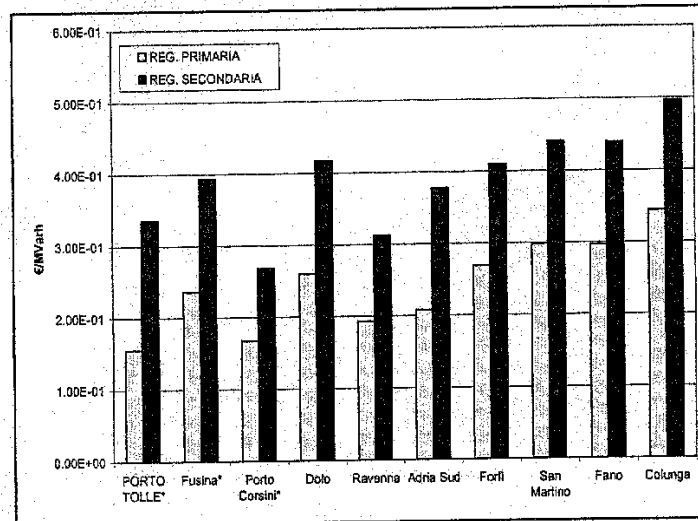


Figura 26 Distribuzione del valore nodale della potenza reattiva nell'area di Porto Tolle (2004)

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

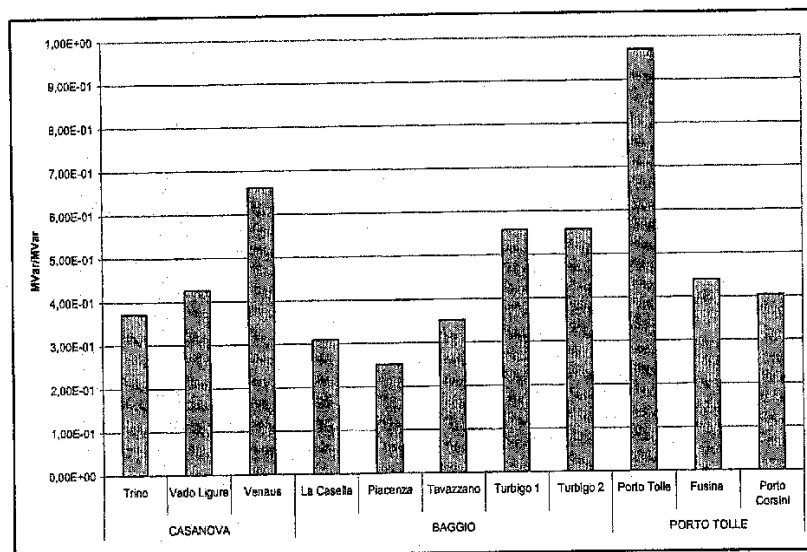


Figura 27 Sensitivities $\frac{\partial Q_{Pl}}{\partial Q_{Gk}}$ nelle aree di Casanova, Baggio and Porto Tolle (2004)

L'applicazione della procedura REAPRICE per la determinazione della configurazione di regolazione secondaria più opportuna per lo sviluppo di un mercato zonale della potenza reattiva è stata estesa all'analisi di uno scenario previsionale relativo ad un picco di carico invernale del dicembre 2007, ipotizzando un tasso di crescita annuo del carico pari al 2,5 % e mantenendo gli stessi fattori di potenza della punta invernale di carico 2003. Con queste ipotesi si ottengono carichi attivo e reattivo equivalenti sulla rete AAT pari rispettivamente a 46037 MW e 13200 Mvar con perdite attive pari 504 MW. Come nello scenario invernale, la rete risulta sostanzialmente neutra dal punto di vista della produzione e consumo di potenza reattiva e le risorse di potenza reattiva disponibili consentono di mantenere adeguati profili di tensione come dimostra la Figura 29 per i nodi pilota.

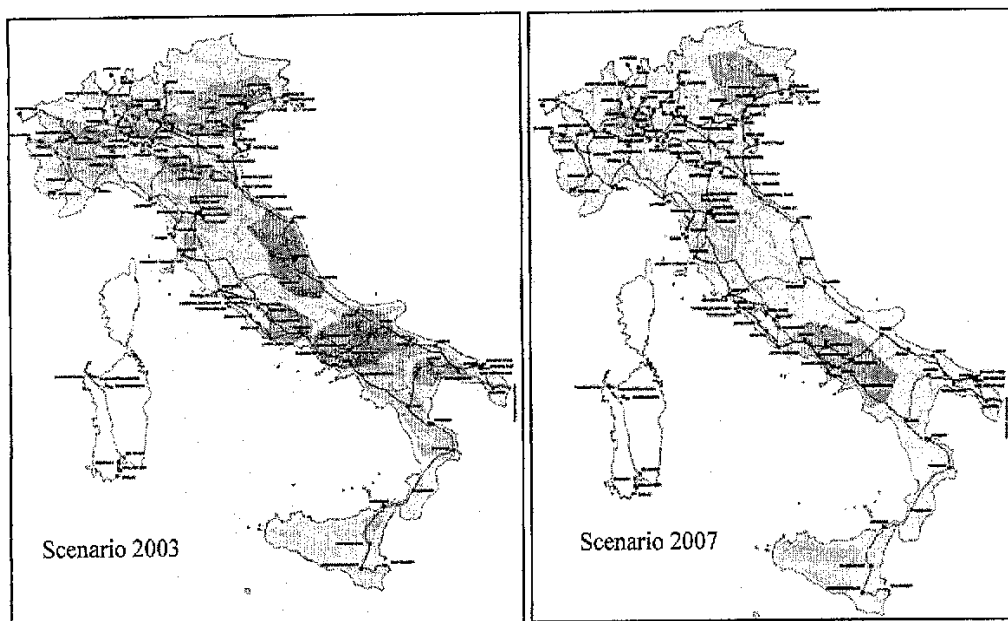


Figura 28 Distribuzione del valore della potenza reattiva in reg. secondaria (le aree più scure indicano le zone dove il valore della potenza reattiva è più elevato)

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico Interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

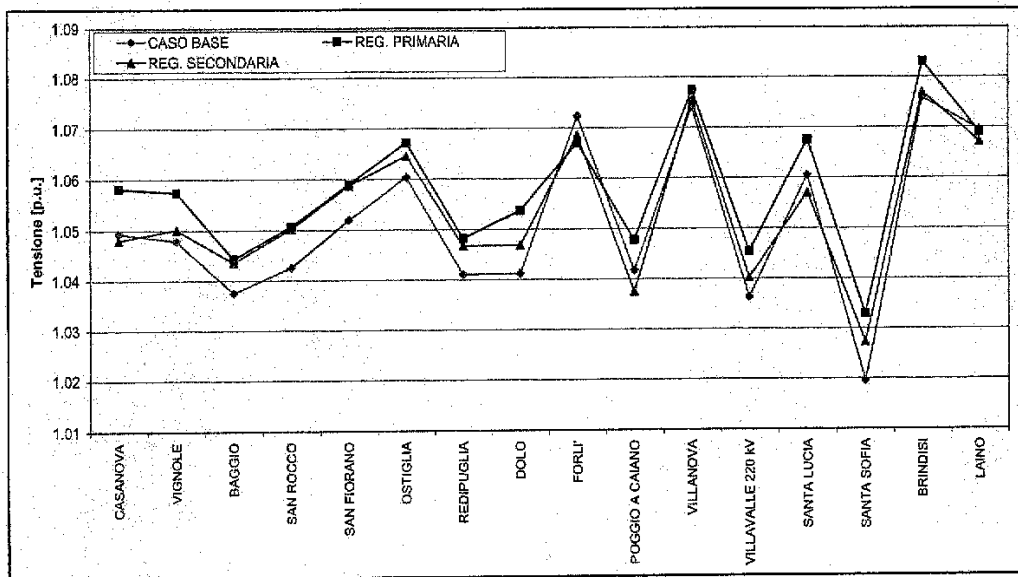


Figura 29 Profilo di tensione dei nodi pilota (anno 2007, reg. secondaria di tensione a 16 aree)

Sono state indagate due possibili configurazioni di regolazione di tensione caratterizzate da 14 e 16 aree di regolazione. Nella primo caso è stata aggiunto nell'area di Milano il nodo pilota di S. Rocco, come già prospettato nelle analisi relative al caso 2004. Inoltre il nodo a 220 kV di Villavalle è stato scelto come nodo pilota per un'area di regolazione situata in una zona centrale dell'Italia e controllata dall'impianto idroelettrico di Monte S. Angelo e dalla nuova centrale a ciclo combinato di Pietrafitta (Figura 30). La configurazione a 16 aree è suggerita dalle considerazioni, svolte per il caso del picco invernale 2004, sulle differenze nel valore marginale nodale della potenza reattiva riscontrate nelle aree di Casanova e Porto Tolle. Per ottenere aree con valori della potenza reattiva più omogenei sono state quindi aggiunte, rispetto alla configurazione a 14 aree, le aree di Vignole (con Voghera Energia e Vado Ligure come generatori asserviti) e Forlì (con generatori asserviti Ravenna e Porto Corsini), come rappresentato in Figura 30. La riduzione della deviazione standard dei valori marginali nodali della potenza reattiva nell'area di Baggio da 0,14 €/Mvarh (scenario 2004) a 0,06 €/Mvarh nello scenario al 2007 con 16 aree in regolazione secondaria conferma ulteriormente l'efficacia della suddivisione in aree adottata. La correttezza della configurazione adottata, in termini di disaccoppiamento elettrico tra le aree, è confermata dalla Tabella 7 e Tabella 8. L'adeguato asservimento degli impianti di produzione ai singoli nodi pilota è infine evidenziato nei grafici riportati in Figura 31, Figura 32 e Figura 33. I risultati di questa configurazione di regolazione, in termini di valore marginale nodale della potenza reattiva sono rappresentati in Figura 34 e Figura 35, rispettivamente per le aree di Baggio e S. Sofia. Come già osservato per il caso 2004, il valore più elevato della potenza reattiva riguarda l'area di S. Sofia a causa del fatto che i considerevoli carichi attivi e reattivi locali sono alimentati tramite un esteso sistema a 220 kV da impianti di produzione collocati a notevole distanza.

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

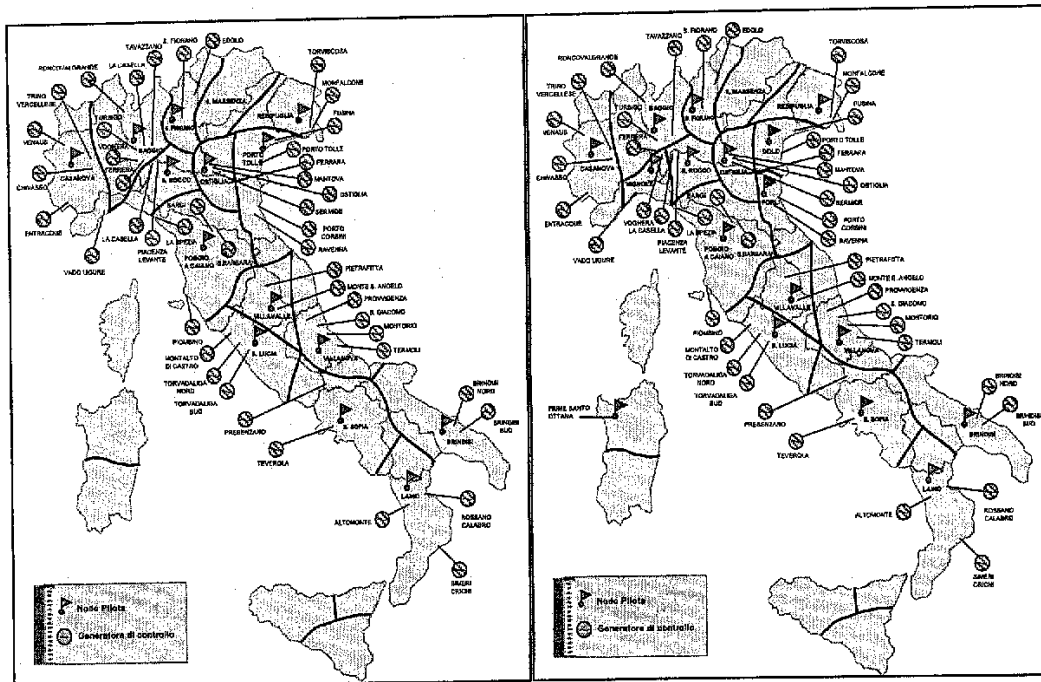


Figura 30 Configurazione della SVR a 14 aree (a sinistra) e a 16 aree (a destra) per l'anno 2007

	Casanova	Baggio	S.Fiorano	S.Rocco	Ostiglia	Redipuglia	Porto Tolle	Poggio a Caiano	Villanova	Villavalle	S.Lucia	S.Sofia	Brindisi	Laino
Casanova	0.49	0.18	0.00	0.02	0.00	0.00	0.00	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Baggio	0.01	0.49	0.02	0.09	0.01	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
S.Fiorano	0.00	0.00	0.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
S.Rocco	0.00	0.10	0.00	0.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ostiglia	0.00	0.00	0.02	0.02	0.71	0.00	0.03	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Redipuglia	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.51	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Porto Tolle	0.00	0.00	0.00	0.01	0.10	0.04	0.56	0.01	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Poggio a C.	0.00	0.00	0.00	0.08	0.04	0.00	0.01	0.49	0.00	0.01	0.05	0.00	0.00	0.00
Villanova	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.02	0.01	0.47	0.05	0.00	0.07	0.05	0.00
Villavalle	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.00	0.62	0.00	0.00	0.00	0.00
S.Lucia	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.01	0.02	0.75	0.02	0.00	0.00
S.Sofia	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.10	0.71	0.00	0.01
Brindisi S.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.89	0.00
Laino	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.66

Tabella 7 Matrice $\frac{\partial Q_P}{\partial Q_A}$ per la regolazione secondaria a 14 aree (anno 2007)

	Casanova	Vignole	Baggio	S.Fiorano	S.Rocco	Ostiglia	Redipuglia	Dolo	Ferli	Poggio a Caiano	Villanova	Villavalle	S.Lucia	S.Sofia	Brindisi	Laino
Casanova	0.49	0.13	0.15	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vignole	0.17	0.41	0.18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Baggio	0.05	0.12	0.47	0.02	0.10	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
S.Fiorano	0.00	0.00	0.10	0.88	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
S.Rocco	0.00	0.00	0.10	0.00	0.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ostiglia	0.00	0.00	0.01	0.03	0.03	0.70	0.00	0.00	0.06	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Redipuglia	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.71	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Dolo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.01	0.57	0.16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ferli	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	0.00	0.03	0.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Poggio a C.	0.00	0.09	0.00	0.00	0.08	0.04	0.00	0.00	0.02	0.47	0.00	0.01	0.05	0.01	0.00	0.00
Villanova	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	0.00	0.47	0.05	0.00	0.06	0.06	0.00
Villavalle	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.00	0.62	0.00	0.00	0.00	0.00
S.Lucia	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.01	0.02	0.75	0.02	0.00	0.00
S.Sofia	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.10	0.71	0.01	0.01
Brindisi S.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.89	0.00
Laino	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.66

Tabella 8 Matrice $\frac{\partial Q_P}{\partial Q_A}$ per la regolazione secondaria a 16 aree (anno 2007)

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

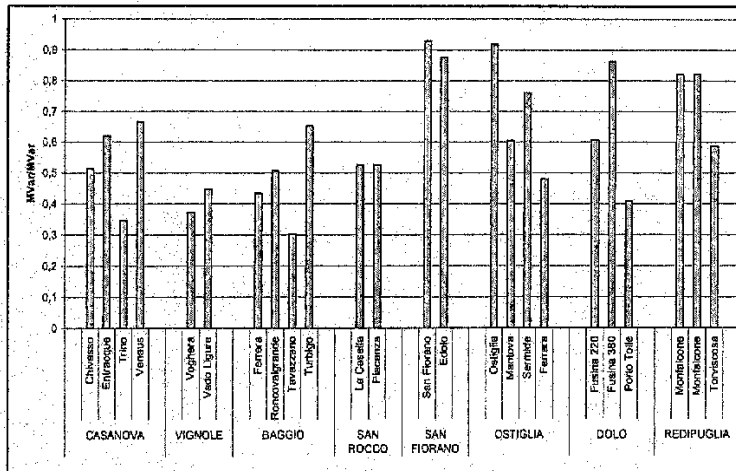


Figura 31 Sensitivity $\frac{\partial Q_{PI}}{\partial Q_{Gk}}$ per le aree di regolazione dell'Italia settentrionale (anno 2007)

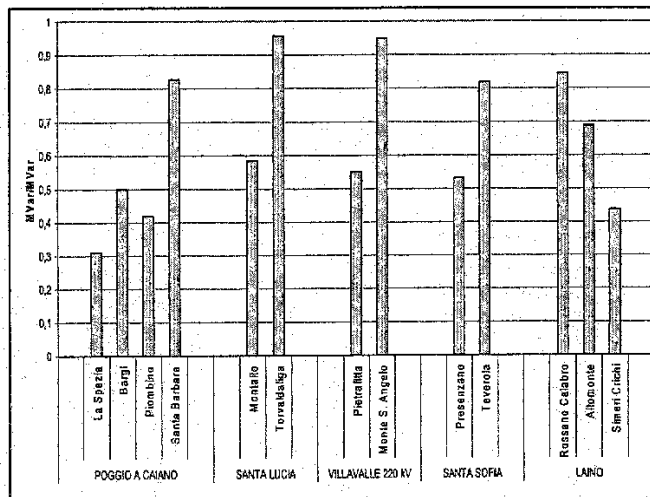


Figura 32 Sensitivity $\frac{\partial Q_{PI}}{\partial Q_{Gk}}$ per le aree di regolazione della zona tirrenica (anno 2007)

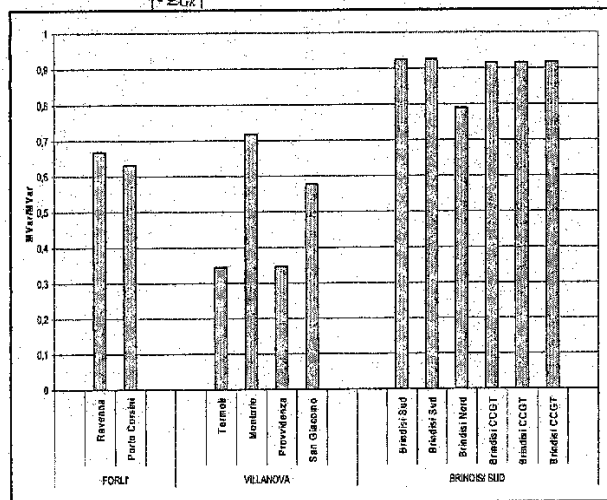


Figura 33 Sensitivity $\frac{\partial Q_{PI}}{\partial Q_{Gk}}$ per le aree di regolazione della zona adriatica (anno 2007)

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico Interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

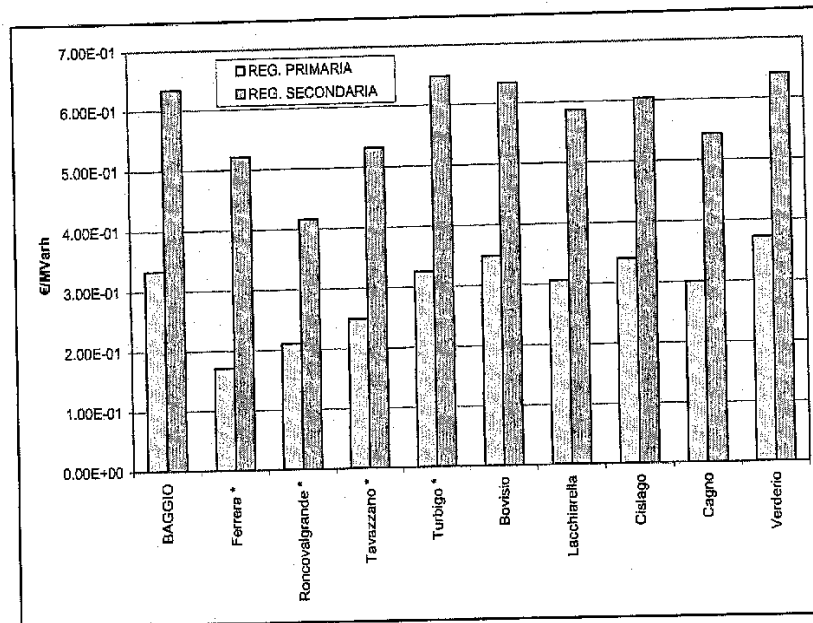


Figura 34 Distribuzione del valore nodale della potenza reattiva nell'area di Baggio (scenario 2007 con 16 aree in SVR)

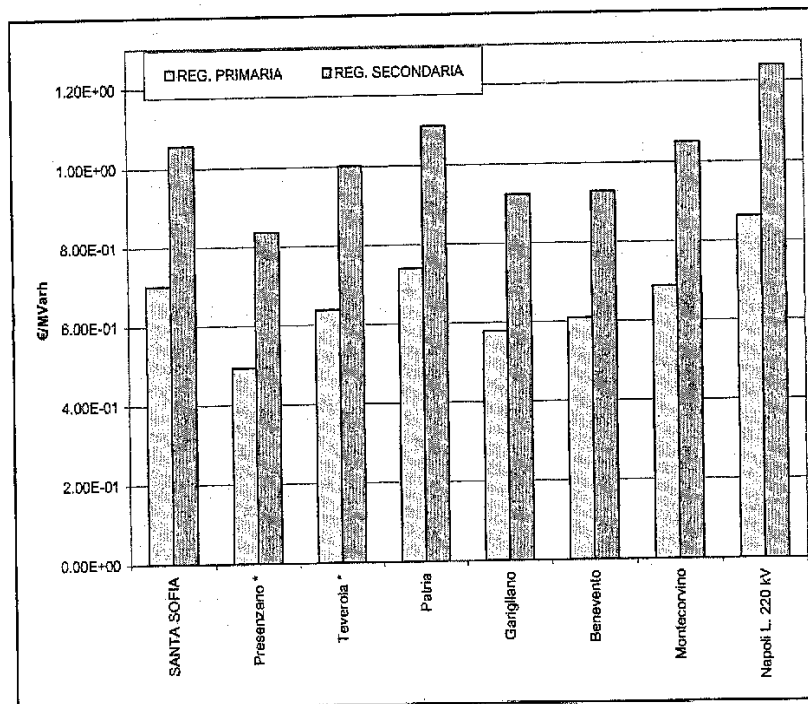


Figura 35 Distribuzione del valore nodale della potenza reattiva nell'area di S. Sofia (scenario 2007 con 16 aree in SVR)

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

BIBLIOGRAFIA

- [1] UCTE, "Operation Handbook", Giugno 2004, disponibile sul sito www.ucte.org
- [2] "Imminent interconnection of the South East of Europe to the main UCTE System", disponibile sul sito www.ucte.org
- [3] F. Saccomanno, "SISTEMI ELETTRICI PER L'ENERGIA analisi e controllo", UTET.
- [4] G. Darrieus, "Réglage de la fréquence et de la puissance dans les réseaux interconnectés", Bull. ASE, Ottobre 1937.
- [5] G. Quazza, "Non interacting control of interconnected electric power systems", IEEE Transactions on PAS, Vol. 85, N. 7, Luglio 1966.
- [6] E. Mariani, "Regulating conditions for interconnected networks", *UNPEDE Conference*, Tunis, 3-5 Maggio 1993.
- [7] B. F. Wollenberg, W. O. Stadlin, "A real time optimizer for security dispatch", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 94, pp. 1640-1649, 1974.
- [8] G. Quazza, "Large scale control problems in electric power systems", Survey Paper, Automatica, Vol.13, pp.579-593, Pergamon Press,1977.
- [9] H. Glavitsch, J. Stoffel, "Automatic Generation Control: a survey" International Journal on E.P.&E.S., Vol. 2, N. 1, pp. 21-28, 1980.
- [10] J. Carpentier, "Principle of a secure and economic automatic generation control", proc. IFAC Symposium on Automatic Control in Power Generation, Distribution and Protection, pp. 463-471, Pretoria, Settembre 1980.
- [11] A.J. Elacqua and S.L. Corey, "Security dispatch at the New York Power Pool", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems., Vol. 101, pp. 2876-2884, Agosto 1982.
- [12] P. Kambale, H. Mukai, J.H. Spare and J. Zaborszky, "A reevaluation of the normal operating state control of the power system using computer control and system theory. Part III: Tracking the dispatch targets with unit control", IEEE Transactions on PAS., Vol. PAS-102, No. 6, pp. 1903-1912, Giugno 1983.
- [13] J. Carpentier, "To be or not to be modern - that is the question for automatic generation control (point of view of a utility engineer)", Elec. Power & Energy Syst., Vol. 7, No. 2, pp. 81-91, Aprile 1985.
- [14] P. Marannino, M. Montagna, M. Ricci, G. Demartini, T. R. De Simone, 'Simulation based comparison of different implementations of the AGC-ED interface', Proceedings of 12th PSCC, Dresden, Agosto 1996.
- [15] G. Demartini, G.P. Granelli, P. Marannino, M. Montagna, M. Ricci, "Coordinated economic and advance dispatch procedures", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.11, No.4, pp. 1785-1791, Novembre 1996.
- [16] J. Carpentier, "Towards a secure and optimal automatic operation of power systems", proc. PICA 1987, pp. 2-37 (Invited lecture).
- [17] J. Carpentier, A. Gillon, R. Girard, Y. Jegouzo, P. Pruvot, A. Candre, F. Caraman, R. Grimonpont, F. Pellen, P. Tournebise, "Real time Optimal Power Flow for application to automatic control", Proceedings of 10th PSCC, pp. 66-73, Graz 1990.
- [18] J. Carpentier, "Basic theoretical properties for an advanced automatic generation control", Proceedings 9th IFAC World Congress, Budapest, pp. 159 - 163, Luglio 1984.

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

- [19] J. Carpentier, P. Bornard, "Towards an integrated secure optimal operation of power systems", proc. APSCOM-91, 1991 International conference in Power System Control, Operation and Management, IEE Hong-Kong, pp. 1-16 (invited lecture), Novembre 1991.
- [20] R.D. Christie, A. Bose, "Load frequency control issues in power system operation after deregulation", IEEE Transactions on PWRs, Vol. 11, No. 3, pp. 1191-1200, Agosto 1996.
- [21] J. Kumar, Kah-Hoe Ng, G. Sheblè, "AGC Simulator for Price-Based Operation. Part I: A Model", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 2, Maggio 1997.
- [22] R.P. Schulte, "An automatic generation control modification for present demands on interconnected power systems", IEEE Transactions on PWRs, Vol. 11, No. 3, pp. 1286-1294, Agosto 1996.
- [23] C. W. Taylor "Power system voltage stability", The EPRI Power System Engineering Series, Electrical System Division, 1994, Palo Alto, California, Mc Graw-Hill inc.
- [24] P. Kundur, "Power System Stability and Control", EPRI Power System Engineering Series, McGraw Hill, 1994.
- [25] T. Van Cutsem, C. Vournas, "Voltage stability of electric power Systems" Kluwer Academic Publishers 1998.
- [26] CIGRE WG 38.02 Task Force No. 10, "Modelling of voltage collapse including dynamic phenomena", draft 3 Giugno 1992.
- [27] Y. Mansur, "Suggested techniques for voltage stability analysis", IEEE/PES Report 93TH0620-5PWR, 1993.
- [28] "Voltage stability" IEEE Special Course, 1998 IEEE PES Summer Meeting, San Diego.
- [29] "Voltage stability assessment, procedures and guides" IEEE/PES Power System Stability Subcommittee Special Publication, Agosto 2002.
- [30] G. Blanchon, "A new aspect of studies of reactive energy and voltage", Proceedings of IV Power System Computation Conference, Grenoble, 1972.
- [31] J.P. Paul, J.L. Lèost, J.M. Tesson, "Survey of the secondary voltage control in france: present realization and investigations", IEEE Transaction on Power systems, Vol. 2, N° 2, Maggio 1987; pp. 505-511.
- [32] V. Arcidiacono, S. Corsi, A. Garzillo, M. Mocenigo, "Studies on area voltage and reactive power control at ENEL", CIGRE. Study Committee 32, Dortmund, Report 32-77-66, 1977.
- [33] V. Arcidiacono, S. Corsi, "Il controllo delle tensioni e delle potenze reattive in una rete di trasmissione" Automazione e Strumentazione, Novembre 1985;
- [34] S. Corsi, P. Marannino, N. Losignore, G. Moreschini, G. Piccini, "Co-ordination between the Reactive Power Scheduling and the Hierarchical Voltage Control of the EHV ENEL System", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.10, No. 2, Maggio 1995, pp. 686-692.
- [35] A. Capasso, E. Mariani, C. Sabelli, "On the objective functions for reactive power optimization", Proceedings of IEEE PES Winter Meeting, New York, Febbraio 1980.
- [36] L. Franchi, M. Innorta, P. Marannino, C. Sabelli, "Evaluation of economy and/or security oriented objective functions for reactive power scheduling in large scale

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso
attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive

Novembre 2004
pag. 48

- systems", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 102, No.10, Ottobre 1983, pp. 3481-3488.
- [37] A. Berizzi, P. Bresesti, P. Marannino, G.P. Granelli, M. Montagna, "System-area operating margin assessment and security enhancement against voltage collapse", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, N° 3, 1996, pp.1451-1462.
- [38] A. Berizzi, P. Finazzi, D. Dosi, P. Marannino, S. Corsi, "First and second order methods for voltage collapse assessment and Security Enhancement", IEEE Transactions on Power Systems, 1998, Vol.13, N°2, pp.543-551.
- [39] A. Berizzi, M. Merlo, Y.G. Zeng, P. Marannino, P.A. Scarpellini, "Determination of the N-1 security Maximum transfer capability through power corridors" IEEE PES Winter Meeting, 23-27 Gennaio 2000, Singapore.
- [40] Y.G. Zeng, "Analisi del collasso di tensione per le applicazioni in tempo reale esteso", Tesi di Dottorato di Ricerca, Politecnico di Milano, 1998.
- [41] P. Marannino, F. Zanellini, M. Merlo, S. Corsi, M. Pozzi, G. Dell'Olio, "Evaluation of load margins with respect to voltage collapse in presence of secondary and tertiary voltage regulation", Bulk Power system Dynamics and Control - V, Onomichi City, Giappone, 26-31 Agosto 2001.
- [42] A. Berizzi, P. Marannino, M. Merlo, M. Pozzi, F. Zanellini, "Steady state and dynamic approaches for the evaluation of the loadability margins in the presence of secondary voltage regulation", IEEE Transactions on Power Systems, 2004, Vol.19, N°2, pp.1048-1057.
- [43] F. Zanellini, "Effetto delle regolazioni secondaria e terziaria di tensione sui fenomeni di instabilità e collasso delle tensioni di rete: indagine sul sistema elettrico italiano", Tesi di Laurea in Ingegneria Elettrica, Università degli Studi di Pavia, Anno Accademico 1999-2000.
- [44] S. Corsi, R. Chinnici, R. Lena, G. Vannelli, U. Bazzi, E. Cima, "General application to the main enel's power plants of an advanced voltage and reactive power regulator for HV network support", CIGRE, 1998.
- [45] S. Corsi, "The secondary voltage regulation in Italy", Panel Session on Power Plant (High Side) Voltage Control, IEEE/PES Summer Meeting, 16-20 Luglio 2000.
- [46] M. Merlo, "Il Controllo delle Tensioni e delle Potenze Reattive nell'Esercizio di un Sistema Elettrico che evolve verso il Libero Mercato", Tesi di Dottorato di Ricerca, Politecnico di Milano, 2002.
- [47] P. Marannino, F. Stefanelli, F. Zanellini, M. Delfanti, M. Merlo, "Impact of real losses and operational constraints on the reactive support value in presence of a hierarchical voltage control", Proceedings of IEEE PES Power Tech Conference, Bologna, Giugno 2003.
- [48] P. Marannino, F. Zanellini, G. Marelli, M. Merlo, G. Piccini, "Assessing the Mvar Generation Values to Price the Reactive Support to a Hierarchical Voltage Control", Proceedings of VI Bulk Power System Dynamics and Control Symposium, Cortina d'Ampezzo, Agosto 2004.
- [49] J. Zhong, E. Nobile, A. Bose, K. Bhattacharya, "Localized Reactive Power Market Using the Concept of Voltage Control Areas", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.19, No. 3, pp.1555-1561, Agosto 2004.

"Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione energia"

La regolazione della frequenza e della tensione in un sistema elettrico interconnesso attraverso un controllo coordinato delle potenze attive e reattive