

SICUREZZA E CONTROLLO DEL SISTEMA ELETTRICO:

I PROGETTI RDS SICURE E CONSISTE

Diego Cirio, Massimo Pozzi, Giuliano Vimercati

CESI, B.U. RETE T&D, Via Rubattino, 54 - 20134 - MILANO

SOMMARIO

Si forniscono nel seguito alcune informazioni relative agli obiettivi essenziali ed ai principali risultati ottenuti nell'ambito di due progetti di Ricerca di Sistema (SICURE e CONSISTE), svolti in collaborazione con i Politecnici di Bari, Milano e Torino e con le Università di Genova e Pavia, che hanno affrontato il tema della sicurezza e del controllo con l'obiettivo di sviluppare e rendere disponibili un insieme di funzioni che permetta al sistema elettrico nazionale di mantenere un alto livello di affidabilità, anche in presenza di maggior sfruttamento della rete e di competizione economica tra i diversi operatori del settore. Le funzioni sviluppate potranno essere applicate sia in sede di stabilizzazione e regolazione del sistema elettrico in condizioni di funzionamento normale, sia in fase di controllo preventivo e correttivo delle condizioni di allarme o di emergenza, sia in sede di ripristino del sistema a partire da una condizione di black-out parziale o totale.

1. INTRODUZIONE

La crescente complessità dell'infrastruttura elettrica nazionale e la conseguente maggiore vulnerabilità rispetto ad eventi indesiderati, come quelli che hanno provocato il grave black-out totale del 28 Settembre 2003, richiedono una generale riconsiderazione dell'approccio al problema del controllo del sistema elettrico, con l'obiettivo di accrescere la sicurezza di funzionamento della rete e di ridurre i tempi per una eventuale ripresa del servizio.

La materia è molto complessa ed ha facce diverse, da quella squisitamente tecnica a quella di natura regolatoria, con impatti rilevanti sui costi complessivi per il sistema nazionale. In particolare, appare importante definire, a livello delle diverse fasi di programmazione e di esercizio del sistema elettrico, specifiche funzioni di supervisione, regolazione e controllo atte a salvaguardare la sicurezza del sistema ed a garantire un utilizzo più efficiente ed al tempo stesso più flessibile della rete.

La sicurezza del sistema elettrico è anzitutto perseguita, a livello di programmazione e di esercizio, dal rispetto di prescrizioni operative fondate su criteri prestabiliti, tradizionalmente di tipo deterministico o recentemente di natura anche probabilistica. Il rispetto di tali criteri di sicurezza è naturalmente supportato ed implicitamente agevolato dai sistemi di controllo automatici, gerarchicamente organizzati al livello d'impianto (regolazioni primarie di tensione e di frequenza, di gruppo e di centrale) ed ai livelli di rete (regolazioni secondaria/terziaria di tensione, secondaria di frequenza e frequenza/potenza, riserva terziaria). Il rispetto dei criteri di sicurezza da parte dell'operatore di sistema è anche affidato, in modo manuale, al ridispacciamento ottimizzato di potenza attiva e/o reattiva e, più recentemente, al distacco contrattualizzato e con preavviso di utenze interrompibili. La

verifica finale dell'effettivo livello di sicurezza, associato a preventivo ad una determinata condizione operativa ed eventualmente anche affidato ad opportune azioni di controllo correttivo, può essere effettuata attraverso strumenti di calcolo e metodi di analisi statica e dinamica.

2. I PROGETTI DI RDS SICURE E CONSISTE

Due progetti di RdS (SICURE e CONSISTE), svolti in collaborazione con i Politecnici di Bari, Milano e Torino e con le Università di Genova e Pavia, hanno affrontato il tema della sicurezza e del controllo con l'obiettivo di sviluppare e rendere disponibili un insieme di funzioni che permetta al sistema elettrico nazionale di mantenere un alto livello di affidabilità, anche in presenza di maggior sfruttamento della rete e di competizione economica tra i diversi operatori del settore. Le funzioni sviluppate potranno essere applicate sia in sede di stabilizzazione e regolazione del sistema elettrico in condizioni di funzionamento normale, sia in fase di controllo preventivo e correttivo delle condizioni di allarme o di emergenza, sia in sede di ripristino del sistema a partire da una condizione di black-out parziale o totale.

I progetti SICURE e CONSISTE hanno trattato una serie di macro-argomenti i cui principali risultati, descritti in rapporti reperibili sul sito generale della RdS (all'indirizzo www.ricercadisistema.it), sono di seguito elencati:

- *il controllo della stabilità elettromeccanica (oscillatoria e transitoria):* criteri di sintesi dei guadagni delle retroazioni addizionali stabilizzanti per lo smorzamento delle oscillazioni elettromeccaniche; soluzioni di monitoraggio in linea ed in tempo reale del grado di stabilità oscillatoria e transitoria del sistema elettrico [1].

- *il controllo dei flussi di potenza attiva (regolazione primaria e secondaria della frequenza):* metodi per la prevenzione e risoluzione delle congestioni fra zone di mercato [2-3]; modelli per la determinazione dei quantitativi di riserva disponibili; soluzioni innovative per la regolazione frequenza/potenza (vedi paragrafo 2.3).
- *il controllo dei flussi di potenza reattiva (regolazione primaria e secondaria delle tensioni di rete):* analisi di prestazioni del sistema di controllo coordinato delle tensioni di rete [4-7]; metodi e strumenti [8-9] per la valutazione dei margini di carico e del livello di sicurezza associato ai piani di tensione (vedi paragrafo 2.4).
- *il controllo preventivo della sicurezza statica e dinamica (criteri di sicurezza e metodi di analisi):* metodi per la valutazione probabilistica del rischio (vedi paragrafo 2.1); metodi e strumenti per la valutazione della sicurezza statica e dinamica [10-11]; analisi della sicurezza di esercizio in presenza di utenze interrompibili [12-13].
- *il controllo correttivo dello stato di emergenza (piani di difesa, alleggerimento e separazione):* indici di stabilità in linea ed in tempo reale per la valutazione della stabilità di tensione [14] e della stabilità transitoria del sistema elettrico (vedi paragrafo 2.2) [15]; stabilizzazione dei transitori di rete a seguito di gravi incidenti [16-17].
- *il controllo a partire da uno stato di disservizio (piani di ripristino, riaccensione e rialimentazione):* analisi di stabilità delle regolazioni durante le manovre di ripristino della rete [18-19]; metodologie orientative [20] per un piano di ripristino adattativo; analisi delle aleatorietà e del rischio nella definizione di piani flessibili di ripristino.

Nel seguito del presente contributo, si vuole dare particolare risalto a quattro temi ed ai relativi risultati raggiunti, che si ritengono di particolare interesse in relazione al tema principale della sicurezza del sistema elettrico.

2.1. Analisi del rischio per l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico

Approcci alla valutazione della sicurezza di esercizio di un sistema elettrico basati sull'analisi probabilistica del rischio possono essere utilizzati in alternativa oppure in combinazione coi tradizionali criteri di sicurezza di tipo deterministico (ad esempio il criterio N-1). L'adozione di tecniche e metodologie probabilistiche, infatti, può consentire, da una parte, di aumentare la flessibilità nell'esercizio della rete, e quindi il suo sfruttamento in presenza di competizione, dall'altra di conservare ed anche di migliorare i livelli di sicurezza associati a scenari credibili di contingenza. Questi risultati possono consentire di fare debitamente fronte alle maggiori variazioni delle configurazioni di esercizio, in termini di richieste di carico e offerte di produzione, conseguenti all'introduzione del mercato liberalizzato.

Gli sviluppi in ambito RdS hanno individuato, anche basandosi su esperienze internazionali, alcuni limiti dei metodi deterministici, mettendo in evidenza i benefici potenzialmente derivanti dall'applicazione di analisi di rischio. In particolare sono state analizzate le tecniche di Probabilistic Risk Assessment, che prevedono la definizione di un indice di rischio associabile a ciascuna configurazione di rete e di una soglia di accettabilità del rischio complessivo.

L'uso di tecniche probabilistiche di analisi del rischio rappresenta una naturale evoluzione per le procedure di valutazione di sicurezza, nel senso che esso permette di quantificare gli elementi di base, probabilità e conseguenze, tipici di una valutazione di sicurezza. I vantaggi di queste tecniche risiedono nel fatto che la quantificazione del livello di sicurezza, mediante l'approccio probabilistico, consente la diretta inclusione del concetto di sicurezza, insieme a considerazioni di tipo economico, negli strumenti matematici di decisione. Inoltre, l'approccio probabilistico fa sì che il concetto di "affidabilità" venga sviluppato in linguaggi e modelli comprensibili dall'operatore del mercato dell'energia, dall'economista, dall'ingegnere finanziario e da tutti coloro che per esperienza hanno a che fare con la nozione di rischio.

Per contro, l'operatore del sistema elettrico può rendersi conto che l'uso del rischio nelle analisi di sicurezza permette di collegare il tradizionale esercizio del sistema di potenza e le procedure di programmazione e pianificazione con le peculiarità tipiche dei mercati finanziari.

2.2. Verifica della sicurezza preventiva e azioni di controllo correttivo

Uno dei compiti dell'Operatore di Sistema è evitare gravi disservizi di rete, o limitarne per quanto possibile gli effetti, attraverso un insieme di azioni coordinate, di tipo manuale e automatico, che devono essere eseguite sia a livello preventivo (criteri di sicurezza), prima dell'incidente, che a livello correttivo (piani di difesa), ad incidente avvenuto.

A livello preventivo, i criteri di sicurezza rispetto al verificarsi di eventi critici in rete (contingenze) devono essere considerati sia in fase di definizione delle potenze prodotte da parte dei gruppi interni (dispacciamento), sia in sede di dimensionamento della potenza disponibile da parte dei gruppi in controllo di frequenza (regolazione primaria), sia in sede di allocazione dello scambio di potenza sulle linee di frontiera (regolazione secondaria), sia nel dimensionamento della riserva pronta o rotante (regolazione terziaria); un ulteriore grado di libertà è l'utilizzo dei piani di emergenza con distacco preventivo di utenze (carichi interrompibili).

A livello correttivo, i piani di difesa, per poter sfruttare al massimo il soccorso delle reti limitrofe, devono preservare per quanto possibile l'integrità delle connessioni all'interno della rete italiana e tra la rete italiana ed il sistema europeo: questo primo obiettivo si persegue attraverso un insieme di automatismi che prevengono lo scatto in cascata di linee con transito di potenza rilevante (controllo sezioni critiche tramite EDA), attraverso un distacco rapido di quantità di carico predeterminate; in qualche area di rete, a limitata capacità di evacuazione a seguito di contingenze, vengono applicati sistemi di telestacco rapido.

Qualora questi primi livelli di azione non risultino sufficienti, i piani di difesa devono ricercare in tempi brevi un nuovo equilibrio tra la potenza prodotta e quella assorbita, al fine di contenere le variazioni di frequenza e di tensione che portano al collasso del sistema (black-out): a questo scopo, da una parte si opera il distacco di utenze (alleggerimento di carico tramite EAC), dall'altra si procede a separazioni di rete intenzionali (isole di carico): con questo accorgimento si determinano anche parti di rete potenzialmente in equilibrio, che possono risultare meglio predisposte alla ripresa completa del servizio.

Le principali evoluzioni funzionali e tecnologiche, in atto sui sistemi di difesa della rete italiana, rappresentano un naturale banco prova dei risultati prodotti in ambito RdS.

In particolare, il progetto del sistema evoluto di difesa (EDA-E), che rende adattativi i criteri di telesecco in emergenza, potrà recepire i risultati ottenuti in tema di controllo preventivo e correttivo della sicurezza, a partire dall'applicazione delle tecniche di analisi della sicurezza statica e dinamica. Queste ultime, in particolare, consentono di individuare situazioni di rete a rischio di fenomeni di collasso di tensione o di perdita di passo e di fornire all'operatore informazioni sintetiche in linea sui margini di stabilità.

Analogamente, il progetto del futuro sistema di monitoraggio (WAMS), che raccoglierà le informazioni di misuratori rapidi di fase (PMU), collocati in accordo alle metodologie sviluppate per il loro posizionamento ottimo e fenomeno-indipendente, potrà ospitare le funzioni di riconoscimento degli eventi critici e di prevenzione dei fenomeni di instabilità, quali ad esempio l'identificazione di condizioni critiche di esercizio delle linee di interconnessione (vedi Fig.1).

In futuro potranno essere impiegate anche le metodologie sviluppate per la compensazione dei disturbi di rete, attraverso dispositivi basati sull'elettronica di potenza (FACTS), e la flessibilizzazione degli interventi di controllo in emergenza, tra i quali, ad integrazione del piano di alleggerimento del carico, la separazione controllata della rete in macro-aree predefinite o la separazione adattativa in macro-aree individuate in linea a partire da misure rapide di fase.

2.3. Soluzioni innovative per il controllo frequenza/potenza

La regolazione secondaria frequenza/potenza ha l'obiettivo di controllare la frequenza del sistema interconnesso europeo, mantenendo gli scambi tra aree di controllo limitrofe ai rispettivi valori di consegna. Gli schemi che a livello UCTE attuano tale regolazione sono di vario tipo: nella soluzione centralizzata, tutti i gruppi in teleregolazione di una determinata area partecipano in modo bilanciato al controllo degli scambi sulle frontiere; nelle soluzioni decentralizzate, è un'unica area di coordinamento a farsi carico (autonomamente all'interno di un blocco pluralistico, coordinando le altre aree in uno schema gerarchico) del controllo degli scambi complessivi dell'intero blocco.

Una delle conseguenze dell'introduzione del mercato dell'energia (suddivisione delle competenze, stipulazione di contratti di inseguimento bilaterali) è l'accresciuta problematicità della risoluzione delle congestioni all'interno della rete, tra zone di mercato e/o lungo sezioni critiche: questo problema, normalmente risolto in sede previsionale, può essere ulteriormente alleviato anche in esercizio, con riferimento al caso della rete italiana longitudinale, introducendo una suddivisione della rete (vedi Fig.2) in un'area di controllo reale ed in diverse aree di controllo virtuali, organizzate all'interno di uno schema di tipo decentralizzato pluralistico adattativo.

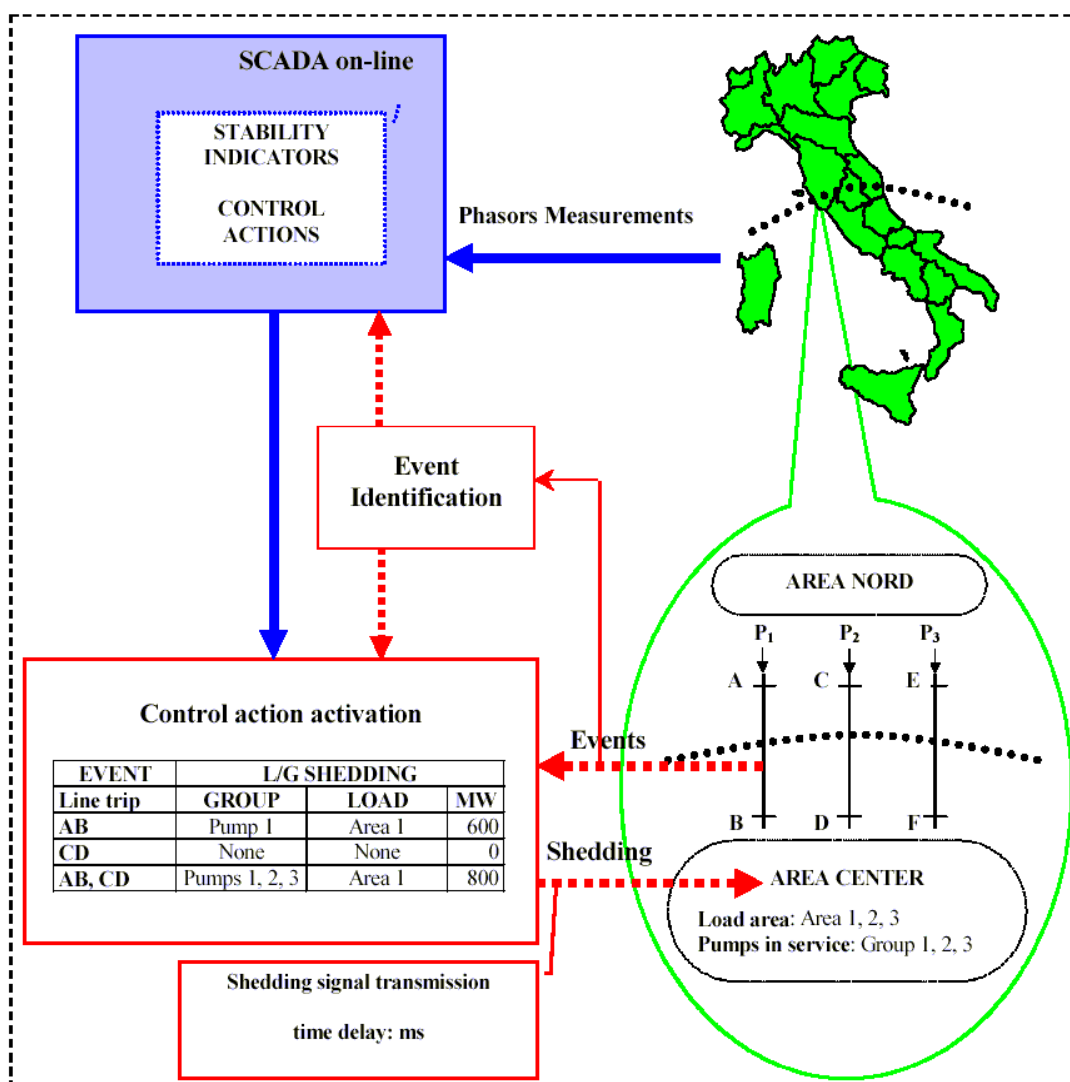


Figura 1. Esempio di integrazione tra sistema di difesa evoluto, basato sull'esecuzione in linea di analisi di sicurezza statica e dinamica, e funzioni di monitoraggio della stabilità, basate sull'acquisizione di misure rapide di fasori.

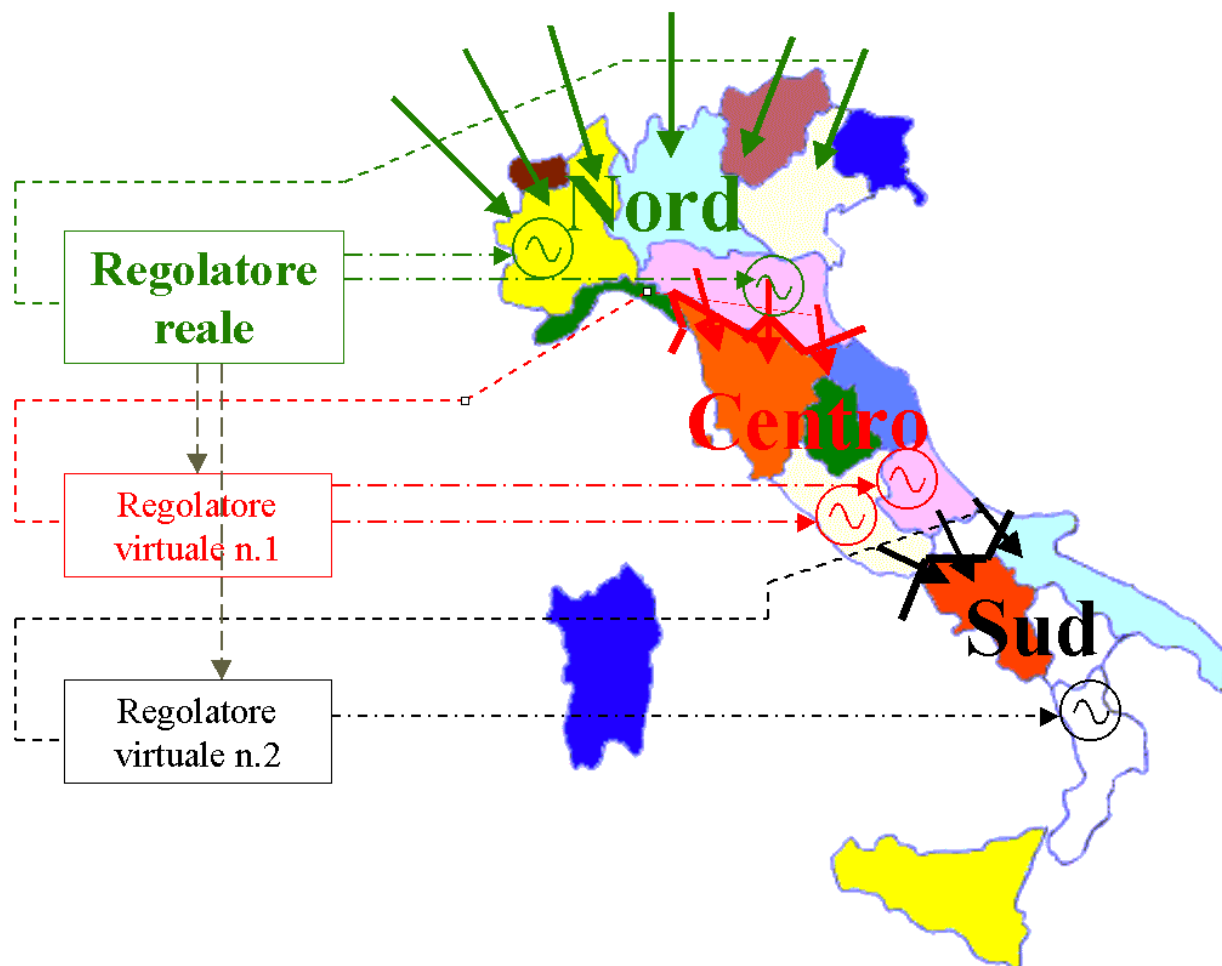


Figura 2. Regolazione secondaria frequenza/potenza organizzata in aree di controllo reali (in regolazione degli scambi sulla frontiera) ed aree di controllo virtuali (in limitazione degli scambi fra zone di mercato in caso di congestioni).

Con questa soluzione, sviluppata in ambito RdS, è possibile dispiegare la riserva di regolazione secondaria in modo differenziato, tra le aree di controllo virtuali, qualora gli scambi tra zone superino i valori di congestione; l'unica area reale che confina con il resto del sistema interconnesso UCTE controlla gli scambi complessivi, compensando le deviazioni di potenza delle aree virtuali.

Altri risultati, ottenuti in tema di prevenzione e risoluzione delle congestioni, consistono nello sviluppo di soluzioni di controllo con calcolo del valore massimo di potenza transitabile su sezioni critiche (ATC) e vincoli di tipo statico e dinamico, e nella definizione di funzioni obiettivo basate su criteri di economia e di sicurezza nell'esercizio del sistema.

Per quanto riguarda invece la determinazione dei quantitativi di riserva disponibili, i risultati ottenuti riguardano una procedura statistica per la determinazione previsionale della quantità minima di riserva terziaria, distinta per area e tipo di generazione, ed una serie di analisi su scenari attuali di esercizio e previsionali di mercato dei quantitativi necessari di riserva primaria e dei corrispondenti margini effettivi di stabilità della frequenza, in presenza di alleggerimento automatico del carico.

2.4. Prestazioni delle regolazioni secondaria e terziaria di tensione

Le regolazioni secondaria e terziaria di tensione (RST e RTT) hanno, da una parte, il compito di mantenere degli adeguati profili di tensione lungo l'intera rete di trasmissione nazionale, dall'altra devono coordinare opportunamente le

riserve di potenza reattiva, principalmente quelle associate alle capability dei gruppi di generazione, in modo tale da massimizzare la sicurezza di esercizio, prevenendo l'esaurimento dei margini di potenza reattiva nelle aree di rete più critiche, con conseguente rischio di instabilità o collasso delle tensioni. Lo schema gerarchico che a livello italiano attua tali regolazioni prevede l'impiego di controllori locali, a livello di impianto (RAT e SART), e di regolatori regionali e nazionali, a livello di sistema (RRT e RNT).

L'applicazione di un mercato liberalizzato crea uno scenario nel quale la disponibilità e la collocazione delle riserve di potenza reattiva risultano molto variabili, con il rischio di compromettere (sia in termini di qualità dei livelli di tensione che di sicurezza associata) l'efficacia di un loro dispacciamento manuale, se effettuato tradizionalmente a livello primario di gruppo (profili di tensione di macchina MT impostati sui RAT) o primario di centrale (profili di tensione di sbarra AT impostati sui SART). In questo scenario risulta più evidente il vantaggio derivante da un controllo automatico, in linea ed in tempo reale, delle riserve di potenza reattiva (RST), coordinate da un dispacciamento ottimo che tenga presente le effettive condizioni di esercizio della rete (RTT).

Gli sviluppi in ambito RdS, che hanno comportato una serie di verifiche su scenari di esercizio reali, assunti a paradigma della liberalizzazione del mercato, delle prestazioni statiche (riduzione delle perdite di trasmissione) e dinamiche (aumento dei margini di carico rispetto al rischio di instabilità e collasso di tensione) della RST e della RTT, hanno dimostrato i miglioramenti conseguibili in termini di qualità dei livelli di tensione e di aumento della sicurezza di esercizio (vedi Fig.3).

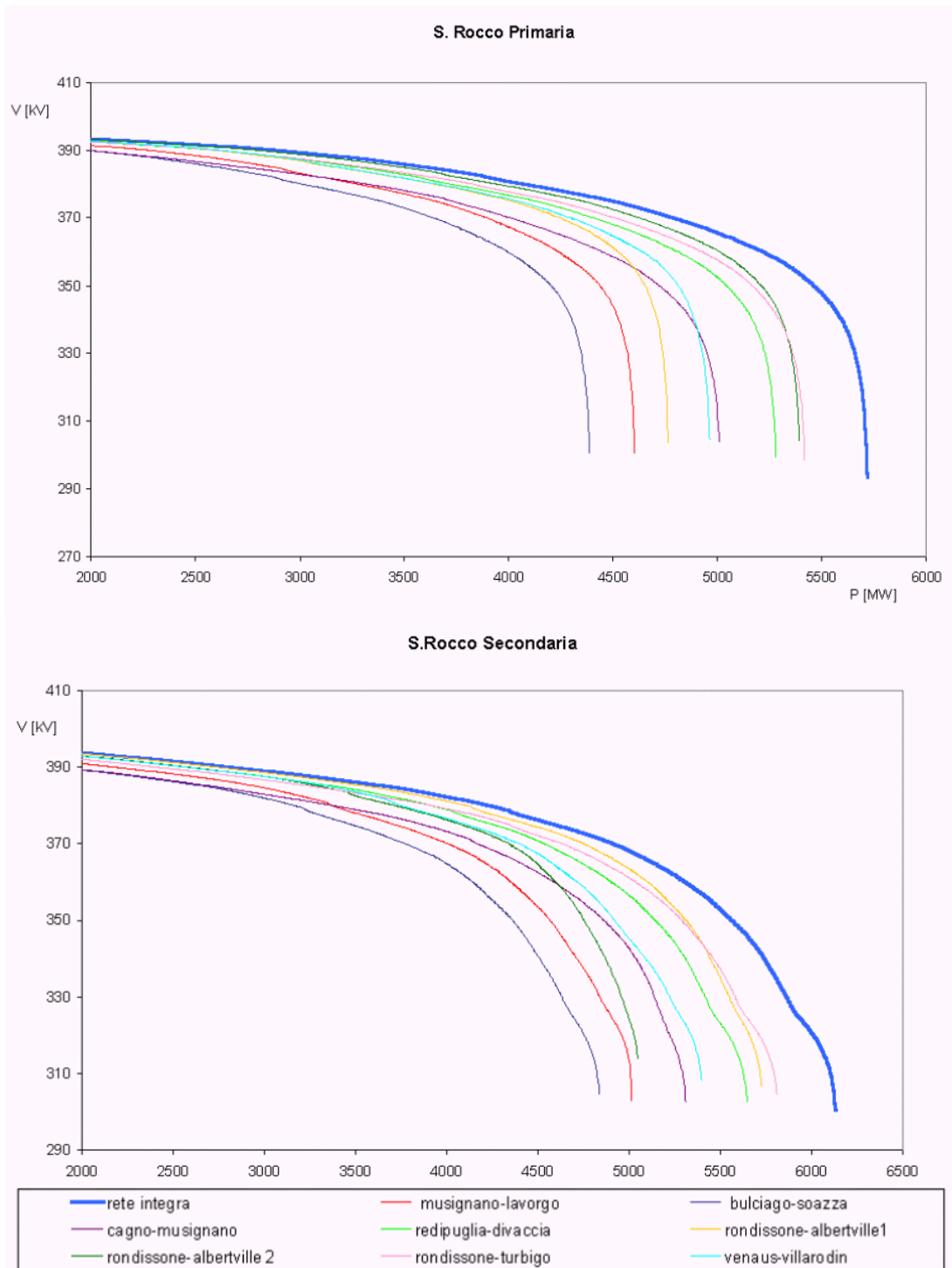


Figura 3. Andamento delle curve PV (potenza-tensione), ottenute per un nodo rilevante della rete a fronte di contingenze avvenute su linee particolarmente critiche, rispettivamente in regolazione primaria e secondaria di tensione.

Queste verifiche hanno richiesto, da una parte, lo sviluppo di procedure evolute di selezione e ordinamento delle contingenze critiche (basate su logica fuzzy, tecniche neurali e algoritmi genetici), dall'altra la valutazione su scenari previsionali delle prestazioni dei metodi di dispacciamento ottimo della potenza reattiva e la definizione di nuove funzioni obiettivo per massimizzare la sicurezza di esercizio minimizzando i costi associati.

3. CONCLUSIONI

Nell'ambito dei progetti di RdS SICURE e CONSISTE, la definizione delle funzioni sopra descritte è stata effettuata tenendo conto degli scenari critici ipotizzabili alla luce dei

cambiamenti in atto nel settore elettrico: in particolare sono stati analizzati gli effetti dovuti all'aumento della volatilità dei flussi di potenza, dovuto all'introduzione della borsa dell'energia, ed alla limitazione fisica delle capacità di interconnessione, con conseguente funzionamento del sistema in condizioni vicine ai limiti critici.

Le nuove funzioni di controllo sono state definite in relazione ai diversi momenti di programmazione ed esercizio del sistema elettrico: determinazione preventiva degli assetti di esercizio e analisi delle relative condizioni di sicurezza, controllo e regolazione in linea ed in tempo reale del sistema, supervisione del sistema e determinazione delle azioni preventive e correttive in emergenza, strategie di ripristino del sistema elettrico.

I risultati finali dei progetti di RdS SICURE e CONSISTE permetteranno un significativo miglioramento nell'utilizzo della rete di trasmissione, che potrà risultare più sicuro (in termini di capacità di prevenire l'insorgere di eventi critici di rete o di limitarne il più possibile gli effetti), più efficiente (in termini di capacità di sfruttamento della rete e possibilità di esercizio prossimo ai limiti di trasmissione) e più flessibile (in termini di capacità del sistema e degli operatori di far fronte a continui cambiamenti che possono compromettere la stabilità).

Gli elementi chiave per l'ulteriore sviluppo ed applicazione di tali risultati saranno il completamento delle soluzioni di controllo ancora in fase di attuazione (tenendo presenti i vincoli derivanti dall'aggiornamento del sistema di controllo della rete e dalla diversificazione degli operatori del settore), lo sviluppo delle nuove funzioni di controllo e regolazione adatte agli scenari di mercato (ottenibili grazie alle metodiche sviluppate ed alle opportunità offerte dai progressi tecnologici), la progressiva integrazione delle nuove funzioni all'interno dei sistemi di controllo, in simbiosi con una diffusa sensibilizzazione degli operatori ai problemi di dinamica, controllo e sicurezza della rete (simulatori statici e dinamici, per analisi di rete e addestramento operatore).

BIBLIOGRAFIA

1. C.Brasca, A.Danelli, "Realization in Matlab/Siglab of a real-time estimator of the electromechanical damping of the alternator-network system", IFAC Workshop on Adaptation and Learning in Control and Signal Processing, August 2001, Como, Italy.
2. P.Scarpellini, G.Vimercati, S.Bruno, M.La Scala, "Probabilistic Evaluation of ATC in a Market Characterized by Intense Bilateral Contracts", PMAFS 2002, September, Napoli, Italy.
3. P.Scarpellini, G.Vimercati, S.Bruno, M.La Scala, "A dynamic approach for transmission management through a contract curtailment strategy", PSCC 2002, June 24-28, Siviglia, Spain.
4. C.Brasca, R.Chinnici, M.Pozzi, M.Zaramella, "Practical implementation aspects of a multilevel control solution for voltages and reactive regulation", 2000 PCI Conference, Glasgow, UK.
5. A.Berizzi, S.Sardella, F.Tortello, P.Marannino, M.Pozzi, G.Dell'Olio, "The Hierarchical Voltage Control to face market uncertainties", 2001 Bulk Power System Dynamics and Control V, August 26-31, 2001, Onomichi, Japan.
6. S.Corsi, M.Pozzi, C.Sabelli, A.Serrani, "The Coordinated Automatic Voltage Control of the Italian Transmission Grid - Part I: reasons of the choice and overview of the consolidated hierarchical system", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.19, No.4, November 2004.
7. S.Corsi, G.Dell'Olio, M.Pozzi, M.Sforna, "The Coordinated Automatic Voltage Control of the Italian Transmission Grid - Part II: analysis of the performance and practice of the consolidated hierarchical system", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.19, No.4, November 2004.
8. 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", 2001 Bulk Power System Dynamics and Control V, August 26-31, 2001, Onomichi, Japan.
9. A.Berizzi, C.Bovo, M.Delfanti, M.Merlo, M.Pozzi, "Neuro-Fuzzy Inference System for the Evaluation of Voltage Collapse Risk Indices", 2004 Bulk Power System Dynamics and Control VI, August 22-27, 2004, Cortina, Italy.
10. P.Marannino, F.Zanellini, A.Berizzi, M.Merlo, D.Medina, M.Pozzi, "Steady State and Dynamic Approaches for the Evaluation of the Loadability Margins in the presence of Secondary Voltage Regulation", 2002 MED POWER Conference, November 4-6, Athens, Greece.
11. A.Berizzi, P.Marannino, D.Medina, M.Merlo, M.Pozzi, F.Zanellini, "Steady state and dynamic approaches for the evaluation of the loadability margins in presence of secondary voltage regulation", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.19, No.2, May 2004.
12. F.Casamatta, D.Lucarella, R.Salvati, "Management of interruptible loads in power system security and operation", PSCC 2002, June 24-28, Siviglia, Spain.
13. D.Cirio, G.Demartini, G.Vimercati, S.Massucco, P.Scalera, F.Silvestro, "Load as a potential contributor to security control and economy management in liberalized power systems", 2004 Bulk Power System Dynamics and Control VI, August 22-27, 2004, Cortina, Italy.
14. U.Bazzi, S.Corsi, P.Marannino, M.Mocenigo, M.Pozzi, "A simple real-time and on-line voltage stability index under test in Italian secondary voltage regulation", 2000 CIGRE, Paris, France.
15. A.Danelli, G.B.Denegri, M.Invernizzi, M.Pozzi, P.Serra, "Electric Power System Monitoring: Phenomenon Independent Positioning of a Constrained Number of PMUs", 2004 Bulk Power System Dynamics and Control VI, August 22-27, 2004, Cortina, Italy.
16. D.Lucarella, P.Scarpellini, A.De Marco, A.Ferrante, C.Sabelli, "Control strategies for recovering security margins in interconnected competitive power systems", 2002 CIGRE, Paris, France.
17. G.Demartini, G.Vimercati, D.Cirio, S.Massucco, A.Morini, P.Scalera, F.Silvestro, "Load response versus generation response during system operation and contingencies", MEPS 2002, Wroclaw.
18. S.Bittanti, S.Corsi, M.Pozzi, M.Zaramella, "The Power Plant Voltage/reactive Power Regulator with an Adaptive Control Solution", 2003 POWER TECH Conference, June 23 - 26, 2003, Bologna, Italy.
19. S.Corsi, M.Pozzi, "A multivariable new control solution to increase long lines voltage restoration stability during black-startup", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.18, No.3, August 2003.
20. M.Pozzi, R.Salvati, M.Sforna, "Power System Restoration - Practices and Strategies in the Italian ISO", IEEE Power & Energy Magazine, Vol.2, No.1, February 2004.