

Generazione diffusa, sistemi di controllo e accumulo in reti elettriche

Alberto Borghetti, Carlo Alberto Nucci, Mario Paolone *Università degli Studi di Bologna, Dipartimento Ingegneria Elettrica* - Stefano Massucco, Andrea Morini, Federico Silvestro *Università degli Studi di Genova, Dipartimento Ingegneria Navale ed Elettrica* - Samuele Grillo, Politecnico di Milano *Dipartimento di Elettrotecnica*

Vengono presentati la struttura prototipale e gli aspetti metodologici e algoritmici di un sistema di ottimizzazione centralizzato per impianti di generazione distribuita, operante su due differenti orizzonti temporali: uno giornaliero e uno a breve termine. Alcuni dei risultati ottenuti mediante simulazioni su una rete test illustrano le caratteristiche dell'ottimizzatore

In quest'ultimo decennio, lo scenario di evoluzione per le reti di distribuzione dell'energia elettrica è significativamente cambiato. In precedenza, l'architettura delle reti elettriche era pensata per soddisfare una situazione caratterizzata dalla presenza di grandi nodi di produzione operanti con centrali che utilizzavano combustibili fossili e/o nucleari e a distanze rilevanti dai centri di utilizzo. Per il carico, era consolidato il concetto di dovere soddisfare l'utenza elettrica ad ogni ragionevole costo. La rete elettrica assumeva quindi il solo ruolo di trasmettere energia dalle sorgenti di generazione ai punti di consumo (rete passiva). I cambiamenti significativi introdotti dalla derego-

lamentazione dei mercati elettrici, dalla spinta allo sviluppo sostenibile e quindi all'utilizzo di combustibili meno inquinanti, lo sviluppo della tecnologia della generazione distribuita (GD) e gli investimenti nel settore delle energie rinnovabili stanno sempre più indirizzando il sistema elettrico verso soluzioni comprendenti reti elettriche di distribuzione di tipo attivo [1, 2]. Negli ultimi anni, l'ampia penetrazione della GD all'interno delle reti di distribuzione in media e bassa tensione ne ha modificato significativamente i principi di esercizio e di gestione, poiché la demarcazione tra produttori e consumatori di energia è diventata meno netta. In letteratura sono stati presentati diversi studi per quantificare i requisiti funzionali per la corretta connessione delle risorse energetiche distribuite all'infrastruttura di rete, per valutarne le prestazioni ed analizzare gli effetti della GD sulla rete (qualità del servizio), specialmente dal punto di vista del comportamento dinamico (funzionamento in isola, partecipazione alle regolazioni, gestione in emergenza). La ricerca internazionale è stata inoltre indirizzata al miglioramento delle tecnologie adottate e all'avanzamento delle strategie di controllo per la GD basata sull'utilizzo di convertitori di potenza, in particolare nell'ambito della fornitura di servizi ancillari di sistema, fondamentali anche per le ricadute in termini di qualità del servizio [3]. Grande interesse sta poi raccogliendo lo sviluppo di nuove metodologie e tecnologie per la gestione ottimale delle reti di distribuzione e lo sviluppo di strumenti quali i *Distribution Management System* (DMS) che possano utilizzare la maggiore quantità di informazioni disponibili, nuovi strumenti di analisi e controllo, strumenti di

protezione innovativi [4].

Nel contesto del significativo sviluppo della GD, il sistema elettrico dovrà, in un futuro più o meno lontano, essere in grado di integrare due tipologie di strutture [5]:

- microreti (o microgrids);
- *Virtual Power Utilities* (VPU).

Per “microreti” si intendono reti di bassa tensione con sorgenti distribuite con la presenza di dispositivi di accumulo e di controllo del carico. Esse hanno capacità variabili tra poche centinaia di kW e alcuni MW. Le microreti, pur operando prevalentemente connesse con la rete di distribuzione, sono anche in grado di essere automaticamente configurate nel funzionamento in isola ed essere risincronizzate con la rete. La microrete è quindi una entità controllata che può essere gestita come un aggregato di generatori e/o di carichi in risposta ad indicazioni di carattere economico quali, ad esempio un segnale prezzo o informazioni dal mercato elettrico.

Le *Virtual Power Utilities* o anche *Virtual Power Plants* (VPP) sono un insieme di generatori convenzionali e/o rinnovabili, connessi alla rete anche su aree geograficamente più estese, che, grazie alle risorse informatiche e tecnologiche, sono in grado di proporsi sul mercato dell'energia elettrica come un unico aggregato.

Per integrare e valorizzare queste strutture sarà senz'altro necessario sviluppare sistemi capaci, attraverso adeguate architetture di controllo, di funzionare in modo autonomo dalla rete pubblica di distribuzione o, qualora collegate, capaci di funzionare sia in parallelo alla rete pubblica che in isola. Questo permetterà gestioni più economiche, possibilità di fronteggiare situazioni di estese disalimentazioni, riduzione dell'ingombro del territorio con cavi e linee. L'idea è che sia gli impianti di generazione sia gli impianti d'utente possano in modo individuale e/o aggregato essere visti dalla rete come fornitori di servizi principali (energia e capacità) e ausiliari (regolazioni, riserve, ecc.).

Lo sviluppo di reti di distribuzione sia in bassa tensione sia in media tensione con capacità di esercizio flessibile e anche autonomo in isola di carico è uno degli aspetti che maggiormente caratterizza i progetti di Smart Grid [6]. L'esercizio flessibile delle reti di distribuzione, o di parte di esse, richiede sistemi innovativi di gestione automatica, le cui caratteristiche e obiettivi sono descritti per esempio in [6-8].

I moderni *Distribution Management System* (DMS), caratterizzati da architetture di automazione, telecomunicazione e controllo di tipo innovativo [9], consentono l'implementazione di strategie di esercizio ottimizzate in grado di adattarsi continua-

mente alle condizioni di richiesta di carico e di produzione da fonte rinnovabile.

Nel seguito si descrive brevemente il progetto SmartGen (Studio, sviluppo e validazione di metodi e strumenti innovativi per la gestione di reti di distribuzione attive con generazione da fonte rinnovabile) recentemente approvato nell'ambito dei Progetti di Ricerca per il Sistema Elettrico, il cui obiettivo principale è realizzazione di un sistema automatico di ottimizzazione delle condizioni operative delle risorse di produzione/accumulo di energia e di quelle di regolazione disponibili in una rete di distribuzione. Tale progetto si basa sull'attività di ricerca preliminare svolta dagli autori che ha portato allo sviluppo di un sistema automatico per l'esercizio ottimizzato organizzato su una struttura a due livelli. Il primo, con orizzonte giornaliero, è dedicato all'applicazione di criteri di gestione economica in grado di produrre un profilo giornaliero di produzione per ogni impianto controllabile, sulla base delle previsioni di carico dell'intera rete di distribuzione, dei prezzi del mercato dell'energia e della produzione da fonte rinnovabile non controllabile; il secondo, con orizzonte temporale limitato al successivo quarto d'ora, è dedicato al raggiungimento degli obiettivi di qualità e sicurezza dell'esercizio della rete, coordinando la produzione di potenza attiva e reattiva dei generatori controllabili con le azioni dei sistemi di regolazione disponibili (ad esempio, banchi di condensatori e trasformatori variabili sotto carico). Gli studi effettuati, con riferimento sia a micro-reti di bassa tensione [10] sia a parti di reti in media tensione [11, 12], mostrano che la struttura proposta consente anche l'esercizio volontario in isola di carico. Una versione preliminare del sistema automatico è stata implementata in una *test facility* operante presso RSE - Ricerca Sistema Energetico a Milano ed è stata oggetto di diverse prove di verifica sperimentale del suo funzionamento [10, 13-15]. Il sistema è stato dotato anche di una procedura per guidare l'operatore nella manovra di disconnessione volontaria della rete, o di parte di questa, dal resto del sistema elettrico [12, 16]. La seconda parte del lavoro è quindi dedicata alla descrizione di tale sistema automatico ed alla illustrazione di alcuni risultati con esso ottenuti relativamente ad una rete di media tensione. Sono riportate infine alcune conclusioni.

Il progetto SmartGen

Il Progetto “Studio, sviluppo e validazione di metodi e strumenti innovativi per la gestione di reti di distribuzione attive con generazione da fonte rinnovabile”, sinteticamente descritto dall'acronimo SmartGen, intende individuare ed implementare soluzioni impiantistiche e di controllo per una ge-

stione intelligente di reti di distribuzione attive, cioè con presenza di risorse di generazione distribuita, di accumulo e di controllo del carico, nel rispetto dei vincoli tecnici ed economici. Esso contribuirà alla definizione dell'architettura di un gestore centralizzato (DMS - *Distribution Management System*) di porzioni di reti elettriche di distribuzione, capace di risolvere problemi di ottimizzazione, di controllo dei flussi di potenza, della tensione e di fornitura dei servizi ausiliari da generazione diffusa e dal carico. Oggetto del progetto è lo sviluppo di logiche di controllo di dispositivi compensatori per la mitigazione dei disturbi. Sono anche incluse situazioni di possibile emergenza e ripristino del servizio. Altro obiettivo è lo studio e lo sviluppo di sistemi innovativi di comunicazione e protezione. La messa a punto e la verifica dei sistemi proposti mediante modelli di reti elettriche di distribuzione con generazione distribuita su simulatore ed in un sito sperimentale è parte integrante del progetto. Il Consorzio è costituito da un insieme di attori qualificati tra i quali il capofila (SOFTECO-SI-SMAT), società di sviluppo ed integrazione di sistemi informatici con significativa attività di ricerca internazionale; un ente di ricerca (ENEL Ingegneria ed Innovazione) con esperienza pluriennale nel settore delle energie rinnovabili e delle reti elettriche; una società industriale (SDI Automazione Industriale) con esperienza di produzione, installazione e ricerca nell'ambito dell'automazione industriale con particolare riferimento al settore energetico (produzione e distribuzione energia elettrica, reti gas, ecc.); due Università (Università

di Bologna e di Genova) con qualificata esperienza internazionale sui temi della gestione, modellistica e controllo dei sistemi elettrici per l'energia.

Le funzionalità dei moderni DMS generalmente possono essere suddivise in due gruppi principali:

- funzioni di base;
- specifiche applicazioni.

Le prime soddisfano i requisiti di base dei sistemi di controllo come, ad esempio, l'interazione con il sistema di distribuzione. Le seconde aiutano nel loro compito gli operatori e sono dedicate a compiti aggiuntivi quali applicazioni di calcolo e di gestione del sistema elettrico.

Gli attuali DMS sono molto spesso progettati ad hoc e richiedono lavoro aggiuntivo di implementazione e integrazione che può influire fortemente sulla qualità del prodotto finale. Elemento fondamentale nel progetto SmartGen è la creazione di una struttura di DMS con capacità di interfacciamento ai sistemi di acquisizione dati e supervisione SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) e alle funzioni gestionali avanzate già presenti sul sistema.

Le funzioni di base di un DMS si possono suddividere in due gruppi:

- *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA);
- gestione delle sale controllo.

Le funzioni proprie degli SCADA forniscono monitoraggio e controllo in tempo reale della rete di di-

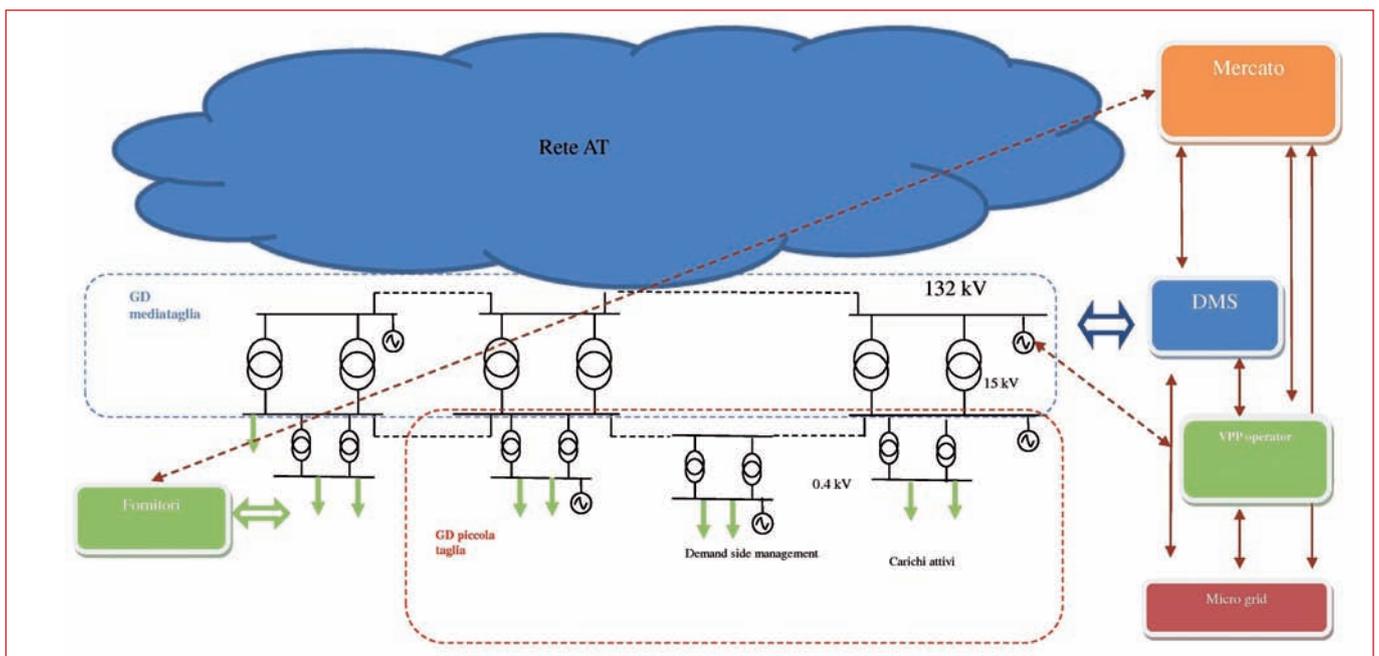


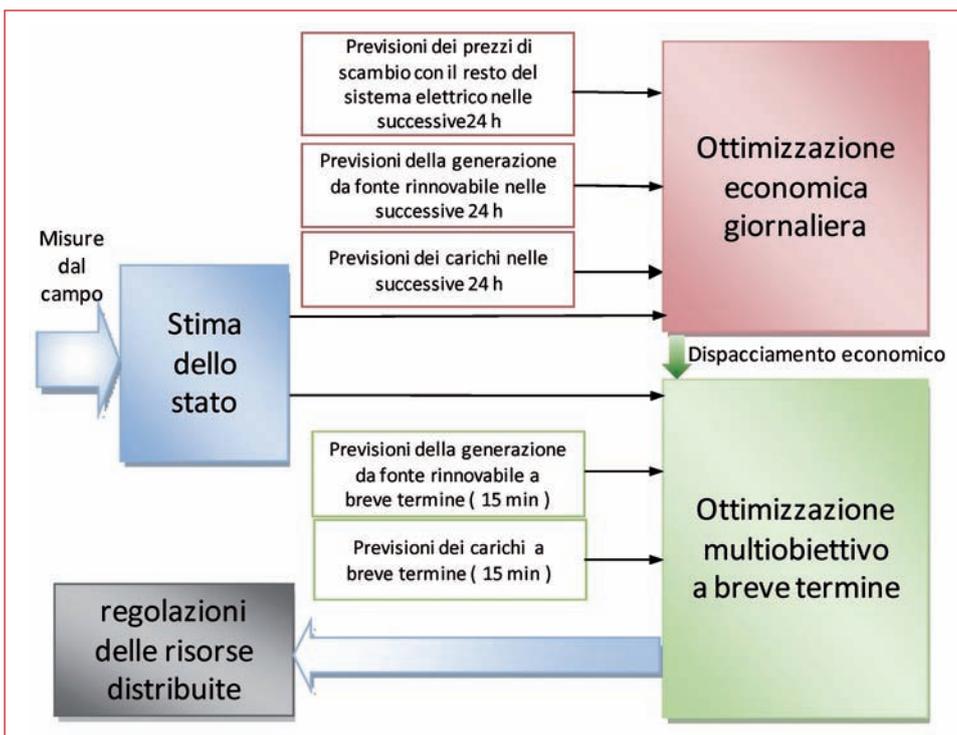
Figura 1
Rete elettrica di distribuzione intelligente (Smart Grid)

struzione cambiando i set point dei regolatori, aprendo e chiudendo sezionatori, monitorando gli allarmi e raccogliendo misure dal campo. Le funzioni di gestione delle sale controllo forniscono tutti gli strumenti utili all'operatore e alcune di esse, di conseguenza, devono essere progettate "su misura".

L'architettura proposta di un DMS innovativo per la gestione della rete di distribuzione utilizza tre livelli di controllo:

- *livello di controllo centrale* - nella parte superiore della gerarchia di controllo, il DMS è responsabile per la supervisione, del controllo e della gestione del sistema di distribuzione e funziona da interfaccia tra la distribuzione e il centro di controllo della rete di trasmissione;
- *livello Media Tensione* - livello intermedio di controllo corrisponde all'automazione delle sottostazioni ed è localizzato nelle sottostazioni AT/MT;
- *livello di controllo in Bassa Tensione* - corrispondente al controllore centrale della microrete, è localizzato nelle cabine MT/BT di distribuzione ed è responsabile della del controllo delle sorgenti di generazione, del carico e della gestione dei sistemi di accumulo.

Tale architettura di controllo, prevede in linea di principio, una gestione coordinata sia delle reti MT (comprese le generazioni connesse a questo livello) sia le microreti a livello BT (attraverso gli appositi controllori installati in ogni cabina MT/BT), insieme ad un approccio di gestione attiva del carico.



L'architettura proposta consente l'esercizio della rete di distribuzione in due modi distinti:

- modalità di funzionamento normale, in cui il sistema è gestito interconnesso alla rete di distribuzione principale;
- modalità di funzionamento anormale e/o di emergenza, dove il sistema è isolato e capace di funzionare in modalità disconnessa dal sistema principale.

La figura 1 illustra le interazioni tra i diversi componenti dell'architettura proposta.

Per poter verificare e verificare le soluzioni individuate nel corso del progetto, è prevista l'implementazione di un sistema dimostrativo con l'integrazione del simulatore di una porzione di rete e un sistema SCADA mediante l'estensione del protocollo di comunicazione IEC 61850 [17].

Il sistema automatico per l'esercizio ottimizzato

Un esempio prototipale di gestore di una rete elettrica di distribuzione su cui si basa SmartGen è descritto in [10-12] come ricordato in precedenza. Il compito del sistema non è solo quello di permettere alla rete di accettare un'alta penetrazione di generazione distribuita, ma anche quello di sfruttare le caratteristiche delle risorse per aumentare l'affidabilità e migliorare la qualità del servizio. Il sistema automatico di ottimizzazione delle risorse distribuite è concepito per essere inserito in una struttura il cui schema è illustrato in figura 2. Dalle

informazioni rilevate con gli strumenti di misura si ottiene una indicazione delle condizioni operative attuali della rete elettrica (configurazione e flussi di potenza), mentre dai blocchi di previsione si ottiene una stima del carico e della produzione degli impianti da fonte rinnovabile nelle successive 24 ore e nel successivo quarto d'ora. L'ottimizzazione giornaliera tiene anche conto della previsione dei prezzi di scambio con il resto del sistema elettrico.

Figura 2

Schema del sistema automatico per l'esercizio ottimo di una rete elettrica di distribuzione

Il livello di ottimizzazione economica giornaliera fornisce per ogni quarto d'ora del giorno successivo il cosiddetto dispacciamento economico, ossia l'indicazione di quali unità di generazione controllabili tenere in servizio e a quale livello di potenza attiva, in modo da minimizzare una funzione obiettivo basata sui costi di esercizio della rete. Questa informazione è trasmessa al secondo livello che, sulla base delle previsioni aggiornate a breve termine e sullo stato del sistema, effettua un'ottimizzazione multi obiettivo, in cui compaiono anche criteri tecnici di affidabilità e qualità del servizio, coordinando i livelli di immissione di potenza attiva con le altre risorse di regolazione disponibili in rete (regolazione della potenza reattiva e della tensione).

A. Ottimizzazione economica giornaliera

Il livello di ottimizzazione economica giornaliera è stato concepito in modo da tenere in conto sia della presenza di risorse di energia elettrica non controllabili sia di risorse controllabili in termini di produzione di energia elettrica e di calore. L'orizzonte di ottimizzazione giornaliera è suggerito dalla presenza di tipici vincoli sul numero di accensioni e spegnimenti delle unità di produzione, sui tempi minimi fra manovre successive e dalla necessità di gestire in maniera ottimale le risorse di accumulo (di calore e di energia elettrica) eventualmente presenti. La funzione obiettivo considerata per l'ottimizzazione economica giornaliera è:

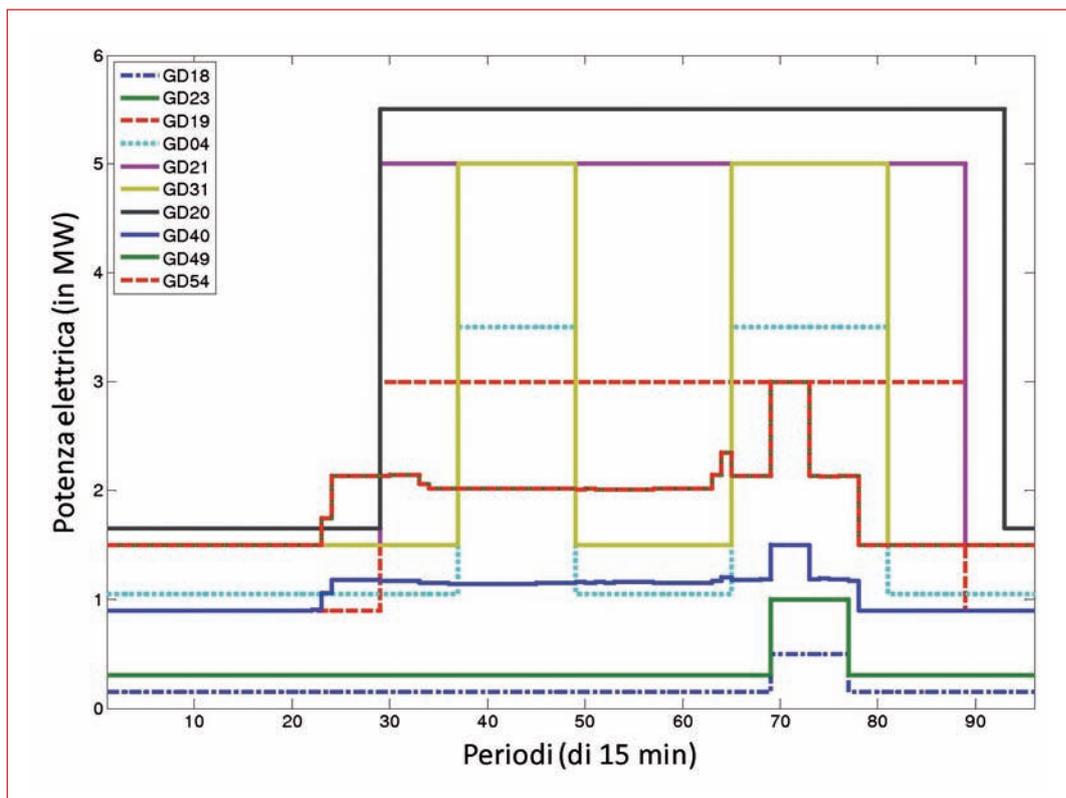
$$\min_{P_j^r} \left(\sum_{r=1}^R \sum_{j=1}^N c_{j,r} P_j^r \Delta t + \pi P_s \right)$$

dove l'orizzonte temporale di 24 ore è suddiviso in $R = 96$ periodi di durata $\Delta t = 15$ minuti. N è il numero di risorse energetiche controllabili, P_j^r è il livello di produzione medio di ciascuna di loro nel periodo r e $c_{j,r}$ è il costo di produzione associato. P_s è la potenza elettrica attiva scambiata con il sistema elettrico esterno e p il prezzo corrispondente.

In generale, l'insieme di unità controllabili contiene S unità di produzione di energia elettrica, C unità di cogenerazione elettrica e termica, e L unità di accumulo (termico L_{th} ed elettrico L_e). Risulta quindi conveniente definire il livello di produzione controllabile di ogni unità di produzione e accumulo mediante un indice h seguendo l'ordine $h = \{C, (S - C), L_e, L_{th}, (N - S - L)\}$, dove $(N - S - L)$ sono le produzioni delle unità di produzione di solo calore, essendo le produzioni di calore dalle unità di cogenerazione definite dal livello di produzione elettrica (in prima approssimazione mediante una relazione lineare $a_j P_j^r + b_j$).

Indicando con NP l'insieme di unità di produzione elettrica non controllabili dal sistema automatico e con E_j^r il livello energetico medio del sistema di accumulo j nel periodo r , i vincoli di soddisfacimento delle richieste di carico elettrico e termico (che includono anche una stima delle perdite) P_{load_e} e $P_{load_{th}}$ sono

Figura 3 ▶
Esempio dei livelli di produzione elettrica dei generatori controllati, calcolati dall'ottimizzazione economica giornaliera



$$\sum_{j=1}^{S+L_e} P_j^r + P_s = P_{load_e}^r - \sum_{k \in NP} P_k^r \quad r = 1, \dots, R$$

$$\sum_{j=S+L_e+1}^N P_j^r + \sum_{j=1}^C (a_j P_j^r + b_j) = P_{load_{th}}^r \quad r = 1, \dots, R$$

e i vincoli delle risorse di accumulo sono

$$E_j^r = E_j^{r-1} - P_j^{r-1} \Delta t$$

essendo noti i livelli energetici iniziali E_j^0 .

A questi vincoli, si aggiungono quelli caratteristici di ogni unità, quali i valori di potenza massima e minima, il numero ammesso di accensioni e spegnimenti, i tempi minimi di funzionamento e, fra uno spegnimento e la successiva rimessa in servizio, eventuali vincoli di rampa da prendere in considerazione con la discretizzazione temporale scelta (15 min), ecc.

Si è notato, dalle prove condotte, che in presenza di una importante generazione combinata di elettricità e calore, il vincolo di bilancio delle potenze termiche ha notevole influenza sul dispacciamento complessivo.

La figura 3 illustra un esempio di risultato ottenuto per una giornata (96 periodi di 15 min) da parte dell'ottimizzatore giornaliero per un particolare profilo previsto del carico, della produzione degli

impianti da fonte rinnovabile e dei prezzi di scambio con il resto del sistema elettrico. Essa mostra i corrispondenti livelli di potenza scambiata con il resto del sistema elettrico, considerati positivi se la potenza è importata.

Nel seguito sono riportati i risultati dell'ottimizzazione a breve termine per i due periodi di massimo e minimo carico, ossia il periodo n. 17 (corrispondente alle ore 4 del mattino) e il periodo n. 77 (corrispondente alle ore 7 della sera). Come mostrato in figura 4. in entrambi i periodi la rete esporta potenza verso il sistema esterno.

B. Ottimizzazione multiobiettivo a breve termine

Il dispacciamento economico calcolato dall'ottimizzatore giornaliero è fornito in ingresso all'ottimizzatore a breve termine che aggiorna i valori di riferimento delle regolazioni delle risorse energetiche e di controllo disponibili con il seguente obiettivo multiplo: minimizzazione degli scarti rispetto ai valori ottimi di iniezione di potenza attiva calcolati dall'ottimizzazione giornaliera; minimizzazione degli scarti delle tensioni rispetto al valore nominale; riduzione delle perdite di rete.

Si assume che il DMS possa variare i riferimenti delle regolazioni delle produzioni sia di potenza attiva sia di potenza reattiva dei generatori controllabili e, inoltre, i riferimenti dei variatori sotto carico dei trasformatori.

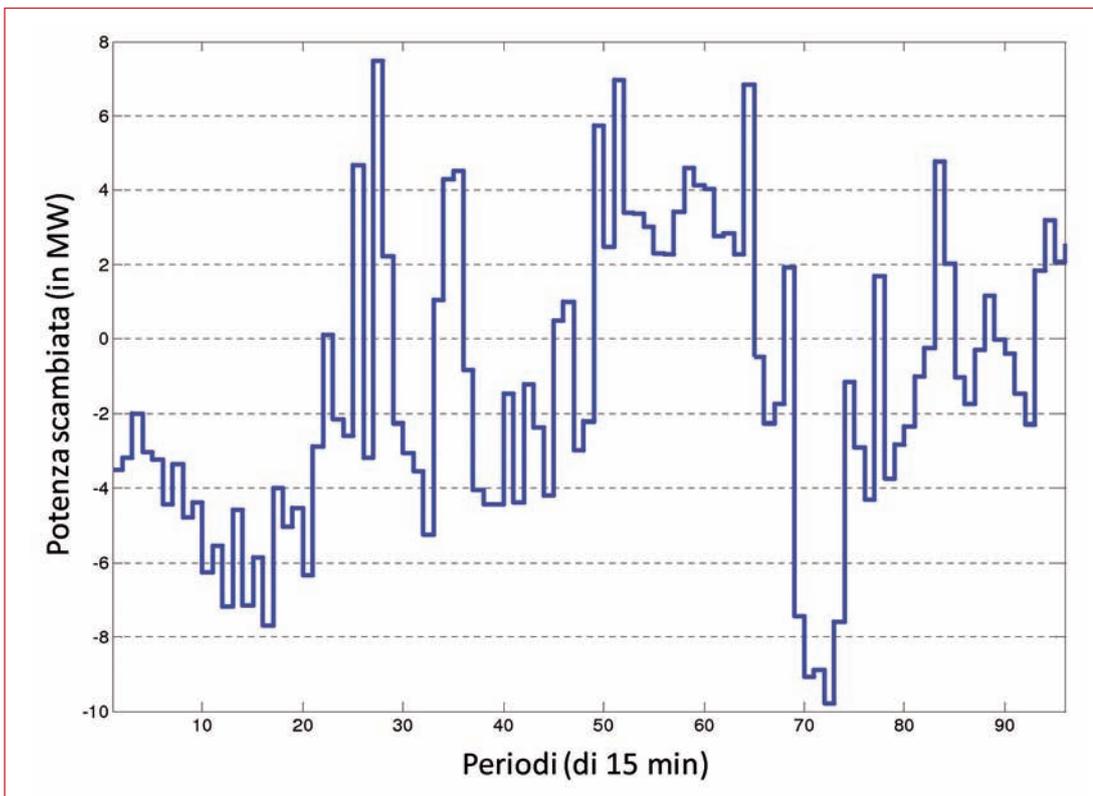


Figura 4
Livelli di potenza scambiata con il resto del sistema elettrico corrispondenti ai risultati di figura 3

Come descritto in [10-12] il problema di ottimizzazione richiede di rappresentare le relazioni non lineari che la rete stabilisce fra le variabili di ottimizzazione e le tensioni ai nodi, le perdite di rete, le correnti nei rami, ecc.. Nella procedura sviluppata, le relazioni non lineari summenzionate sono linearizzate attorno alla soluzione del calcolo della ripartizione dei flussi di potenza nella rete di distribuzione trifase mediante l'utilizzo di coefficienti di sensibilità, anch'essi opportunamente calcolati dalla soluzione del calcolo dei flussi di potenza [18-20].

Tenendo conto che alcune variabili possono assumere solo valori discreti (ad esempio la posizione dei variatori sotto carico, lo stato acceso o spento dei generatori, i livelli di distacco di carico), il problema di ottimizzazione è risolto mediante un solutore MILP (*Mixed Integer Linear Programming* - solutore di problemi di programmazione lineare intera mista) ed inserito all'interno di una procedura iterativa come mostrato in figura 5. La sua soluzione fornita dal solutore MILP (Δx) è corretta mediante un fattore $\xi \in [0,1]$ ottenuto dalla soluzione del problema di minimizzazione della funzione multiobiettivo lungo la direzione Δx , problema di ottimizzazione nonlineare unidimensionale. La procedura è ripetuta partendo dalla nuova soluzione $\xi \Delta x$ ed è interrotta quando la funzione obiettivo o il valore della soluzione non cambia in modo significativo fra una iterazio-

ne la successiva, oppure si è raggiunto il massimo numero di iterazioni.

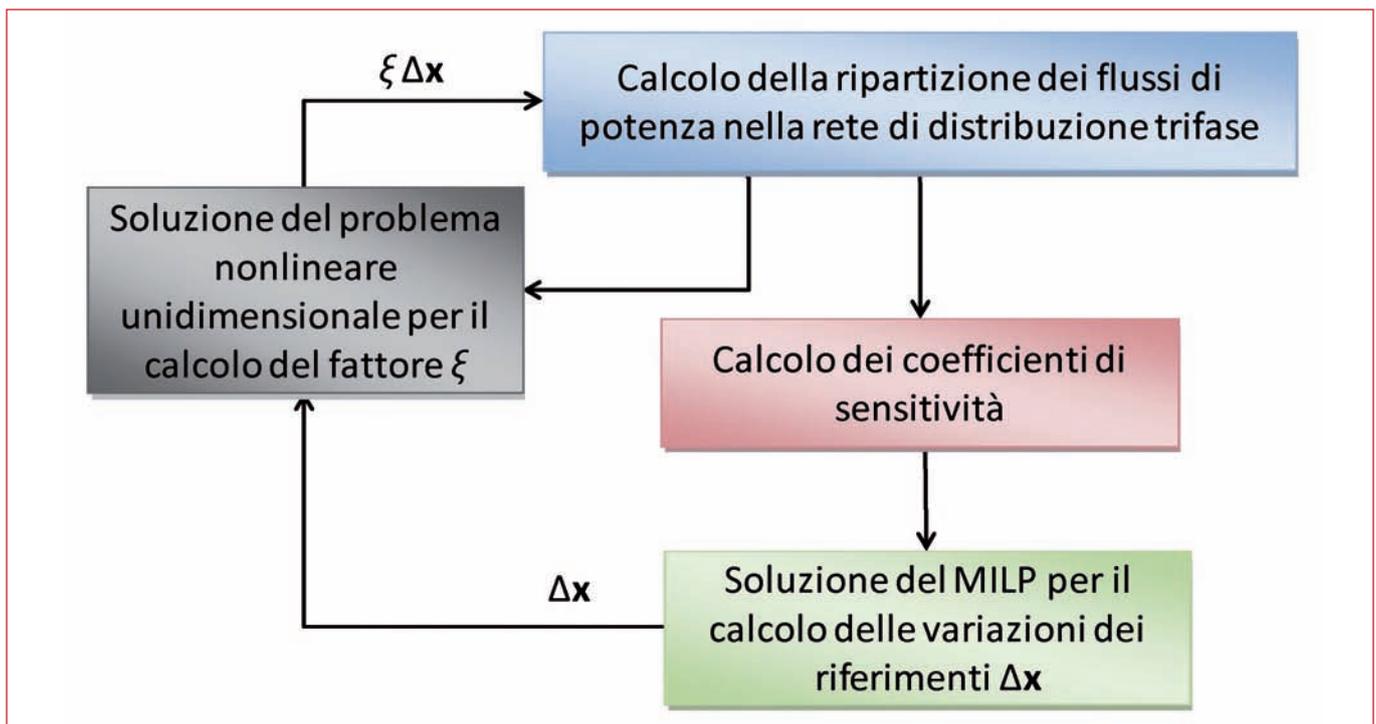
Nelle prove effettuate, l'algoritmo illustrato in figura 5 converge in genere dopo poche iterazioni e i tempi richiesti dall'algoritmo appaiono adeguati al funzionamento in-linea.

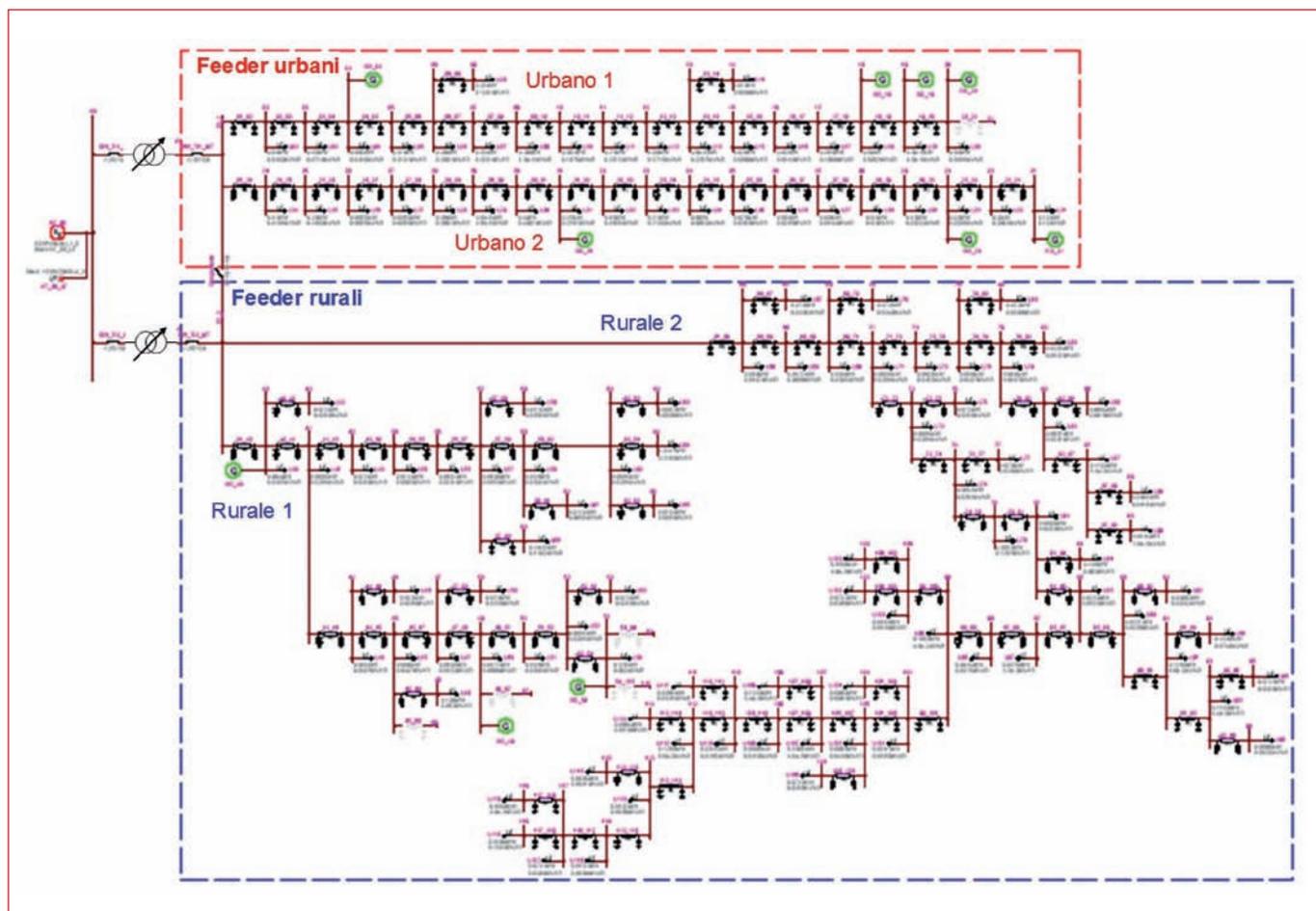
La figura 6 mostra la configurazione della rete di distribuzione test a 119 nodi utilizzata nelle simulazioni. La rete è costituita da quattro feeder di diversa configurazione, due con caratteristiche tipiche di una alimentazione urbana (ossia linee in cavo e di lunghezza abbastanza uniforme), e due con caratteristiche rurali (ossia linee aeree, più varie e complessivamente più lunghe). I feeder urbani e i rurali sono alimentati da due sbarre separate a 20 kV ognuna connessa alla rete a 132 kV tramite un trasformatore a rapporto variabile sotto carico. Oltre a vari generatori da fonte eolica e solare localizzati in tutta la rete, è stata assunta la presenza di 10 generatori controllabili: 4 connessi al feeder urbano 1, 3 al feeder urbano 2, 3 al feeder rurale 1.

In una tipica situazione di esercizio critico si hanno nodi a tensione troppo alta nel feeder 1 per effetto della generazione e alcuni nodi a tensione eccessivamente bassa nel feeder rurale 2 (privo di generazione distribuita) a causa del carico elevato. Questa condizione è illustrata dalle curve

Figura 5

Schema a blocchi della procedura iterativa dell'ottimizzatore a breve termine





▲ **Figura 6**

Configurazione della rete di media tensione utilizzata nelle simulazioni

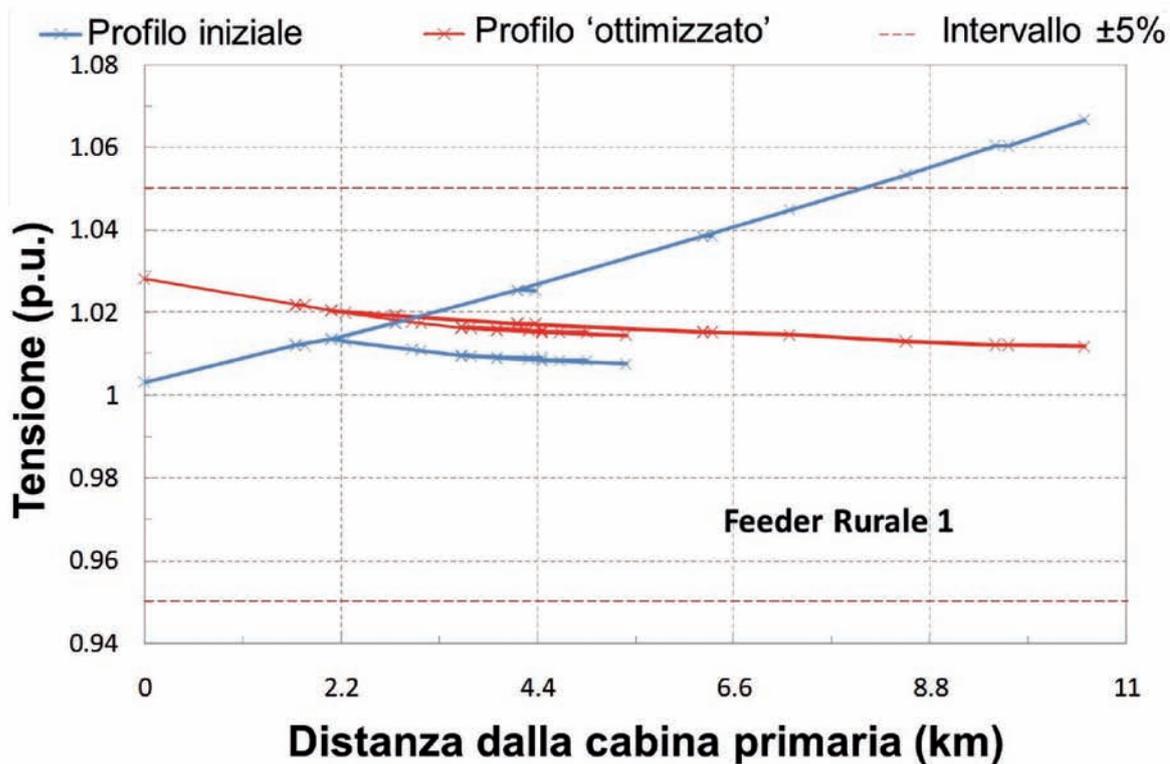
blu di in figura 7. Le curve rosse della stessa figura mostrano i profili di tensione nei due feeder ottenuti dalla procedura di ottimizzazione che ha aggiustato sia il rapporto di trasformazione del trasformatore comune che alimenta entrambi i feeder sia la potenza reattiva dei generatori controllabili connessi al feeder rurale 1, lasciando inalterata la potenza attiva.

Il miglioramento del profilo di tensione porta in genere a un sostanziale diminuzione delle perdite in rete.

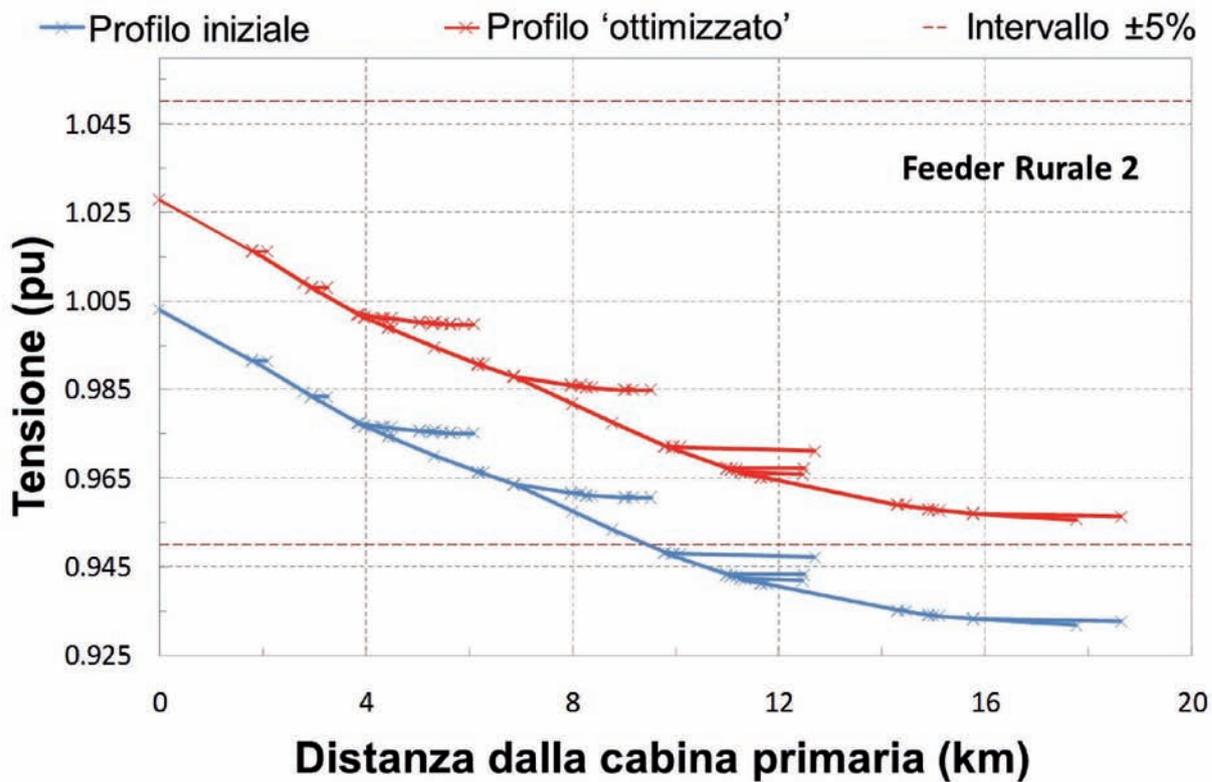
In letteratura sono anche proposti sistemi di coordinamento continuo fra la regolazione del rapporto di trasformazione a rapporto variabile sotto carico e la regolazione della potenza reattiva dei generatori distribuiti [21]. In [22] è recentemente proposto, limitatamente alla regolazione dei trasformatori, l'applicazione del cosiddetto Gestore del Riferimento (GR), un dispositivo nonlineare che si antepone ad un sistema controllato per modificare in-linea il riferimento sulla base di una predizione dello stato futuro del sistema e della risoluzione in linea di un problema di ottimizzazione che

tiene conto dei vincoli operativi.

La procedura di ottimizzazione a breve termine è anche utilizzata per guidare l'operatore nella manovra di passaggio intenzionale al funzionamento in isola di carico. Nella condizione di funzionamento in isola di carico occorre scegliere un nodo di saldo fra quelli a cui sono connesse le unità di generazione elettrica. Tale scelta influisce sull'ottimizzazione dell'esercizio in isola di carico, come descritto, per esempio, in [23]. Per effettuare questa scelta, il sistema automatico, partendo da una configurazione iniziale nella quale la rete di distribuzione è connessa alla rete esterna, effettua due ottimizzazioni successive, indicate nel seguito come O1 e O2: O1 è l'ottimizzazione del sistema di distribuzione in esercizio indipendente, ossia effettuata imponendo un transito di potenza trascurabile al nodo di saldo al problema MILP; O2 è l'ottimizzazione del sistema disconnesso, per il quale il ruolo di nodo di saldo è attribuito al nodo dove è connesso il generatore controllabile caratterizzato dai più ampi margini di regolazione della potenza attiva e reattiva nella soluzione di O1, come descritto in [12, 16].



a)



b)

Figura 7

Esempio dei profili di tensione nei feeder rurali: in blu e in rosso i profili prima e dopo l'applicazione della procedura di ottimizzazione a breve termine

Conclusioni

La memoria ha svolto alcune considerazioni generali relative all'evoluzione delle reti elettriche di distribuzione da strutture passive ad attive con forte presenza di generazione distribuita. Questo comporterà un forte sviluppo di sistemi DMS per la gestione ed il controllo delle reti elettriche (SmartGrid). In tal senso è stato descritto un ottimizzatore proposto e sviluppato perché possa essere applicato nell'esercizio di una rete di elettrica distribuzione con molti nodi e una elevata penetrazione di generazione distribuita, anche nel caso di produzione intermittente da fonte rinnovabile. Appare

particolarmente interessante la possibilità di poter gestire anche l'esercizio in isola.

Partendo da questa base, il progetto di ricerca SmartGen, descritto nella memoria, si propone di verificare la possibilità di costruire un sistema di gestione innovativo delle reti di distribuzione e di verificarne sperimentalmente le prestazioni e la robustezza. La funzione di gestione della rete di distribuzione di media tensione sarà integrata con le altre funzioni quali: funzioni per la gestione dei guasti e la gestione delle protezioni; funzione per il planning e la previsione del carico e funzioni per la gestione della rete di bassa tensione.

BIBLIOGRAFIA

- [1] European SmartGrids Technological Platform: Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the future, *Document EUR 22040*, 2006.
- [2] European SmartGrids Technological Platform: *Strategic Deployment Document for Europe's Electricity Networks of the future, Draft*, September 2008.
- [3] F. Blaabjerg, R. Teodorescu, M. Liserre, A. V. Timbus: Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems, *IEEE Trans. on Industrial Electronics*, vol. 53, n. 5, pp. 1398-1409, October 2006.
- [4] CIGRE Brochure: Operating dispersed generation with ICT (Information & Communication Technology), *Working Group C6.03*, febbraio 2007
- [5] N. Hatziaargyriou, H. Asano, R. Iravani, C. Marnay: Microgrids, *IEEE Power & Energy Magazine*, July/August 2007, *The Smart Grid: An introduction, publication sponsored by US DOE's Office of Electricity Delivery and Energy Reliability*, 2009, <http://www.doe.energy.gov/1165.htm>
- [6] R. Lasseter, A. Akhil, C. Marnay, J. Stephens, J. Dagle, R. Guttromson, A. Meliopoulos, R. Yinger, J. Eto: White paper on integration of distributed energy resources. The CERTSmicrogrid concept, *Tech. Rep. LBNL-50829*, 2002, <http://certs.lbl.gov/pdf/50829-app.pdf>, 2002.
- [7] A. G. Tsikalakis, N. D. Hatziaargyriou: Centralized Control for Optimizing Microgrids Operation, *IEEE Trans. on Energy Conversion*, vol. 23, n. 1, March 2008.
- [8] R. Caldon, G. Celli, R. Cicoria, B. Colombo, A. Invernizzi, F. Pilo, G. Pisano, S. Pugliese, M. Venturino: Le reti di distribuzione attive e la loro applicabilità nello scenario italiano, *Atti Giornata Studio AEIT*, Milano, 25 maggio 2005.
- [9] S. Grillo, S. Massucco, A. Morini, S. Scalari, P. Scalera, F. Silvestro: Distribution Management System (DMS) per la gestione intelligente di reti elettriche, *Convegno Nazionale AEIT, Catania*, settembre 2009.
- [10] A. Bertani, A. Borghetti, C. Bossi, L. De Biase, O. Lamquet, S. Massucco, A. Morini, C. A. Nucci, M. Paolone, E. Quaia, F. Silvestro: Management of Low Voltage Grids with High Penetration of Distributed Generation: concepts, implementations and experiments, *Proc. of CIGRE general session*, Paris, 2006.
- [11] A. Borghetti, M. Bosetti, C.A. Nucci, M. Paolone, S. Massucco, F. Silvestro, S. Scalari: A procedure for the automatic scheduling of distributed energy resources in medium voltage networks, *Proc. of CIRED*, Prague, 2009.
- [12] A. Borghetti, M. Bosetti, C.A. Nucci, M. Paolone, S. Grillo, S. Massucco, F. Silvestro, S. Scalari: Un ottimizzatore per la gestione di reti attive di distribuzione, *Convegno Nazionale AEIT 2009, Catania*, 27-29 settembre 2009. *Publicato anche su Eidos - Smart Grid & Smart Meter Magazine*, Numero 2, pp. 30-36, 2010.
- [13] A. Bertani: Realizzazione del Sistema di Controllo centralizzato della Test Facility CESI, *Rapporto A5035166, Ricerca di Sistema 2005, Progetto GENDIS21/CONGEDI*, www.ricerca-disistema.it
- [14] A. Borghetti, M. Bosetti, C. Bossi, S. Massucco, E. Micolano, A. Morini, C. A. Nucci, M. Paolone, F. Silvestro: An Energy Resource Scheduler Implemented in the Automatic Management System of a Microgrid Test Facility, *International Conference on Clean Electrical Power*, Capri 21-23 maggio 2007.
- [15] M. Marciandi, D. Moneta, P. Mora: Gestione ottimizzata della Test Facility di generazione distribuita per il controllo del profilo di tensione e prove sperimentali, *Rapporto CESI Ricerca 08000650*, febbraio 2008, www.ricerca-disistema.it
- [16] A. Borghetti, M. Bosetti, C.A. Nucci, M. Paolone: Dispersed energy resources scheduling for the intentional islanding operation of distribution systems, *Proc. of Power Systems Computational Conference, PSCC 08*, Glasgow, luglio 2008.
- [17] O. Haas, O. Ausburg, P. Palensky: Communication with and without Distributed Energy Resources, *IEEE International Conference on Industrial Informatics*, pp. 352-356, agosto 2006.
- [18] Q. Zhou, J. W. Bialek: Simplified calculation of voltage and loss sensitivity factors in distribution networks, *Proc. of the 16th Power Systems Computation Conference (PSCC2008)*, Glasgow, Scotland, July 14-18, 2008.
- [19] A. Borghetti, M. Bosetti, S. Grillo, M. Paolone, F. Silvestro: Short-term scheduling of active distribution systems, *Proc. of 2009 IEEE Power Tech Conference, Bucharest*, June 28 - July 3, 2009.
- [20] A. Keane, Q. Zhou, J.W. Bialek, M. O'Malley: Planning and operating non-firm distributed generation, *IET Renewable Power Generation*, vol. 3, n. 4, pp. 455-464, 2009.
- [21] A. Casavola, G. Franzè, D. Menniti, N. Sorrentino: Voltage regulation in distribution networks in the presence of distributed generation: A voltage set-point reconfiguration approach, *Electric Power Systems Research*, vol. 81, pp. 25-34, 2011.
- [22] F. Bignucolo, R. Caldon, V. Prandoni: Radial MV networks voltage regulation with distribution management system coordinated controller, *Electric Power Syst. Res.*, vol. 78 pp. 634-645, 2008.
- [23] E. Riva Sanseverino, G. Pecoraro, A. Borghetti, M. Bosetti, M. Paolone: Optimal Operating Point Calculation for Medium Voltage Distribution Systems, *Proc. of 2007 IEEE Lausanne Power Tech Conference, Lausanne, Switzerland*, 1-5 July 2007.