

SMART GRID: LA PAROLA A ENEL DISTRIBUZIONE

Eugenio Di Marino, Riccardo Lama



I sistemi elettrici sono oggi in profondo cambiamento. L'evoluzione tecnologica e la spinta alla decarbonizzazione dell'economia stanno trasformando rapidamente non solo gli strumenti e le logiche di funzionamento degli impianti, ma anche i ruoli stessi degli attori coinvolti nel processo di generazione, trasporto, distribuzione ed utilizzazione dell'energia.

Nel prossimo futuro il sistema elettrico di distribuzione sarà il campo di gara nel quale si giocheranno le sfide decisive per lo sviluppo, e costituirà l'elemento strategico abilitante per il perseguimento degli obiettivi di sostenibilità ed efficienza così rilevanti per la società del futuro.

Dal punto di vista tecnologico, occorre realizzare infrastrutture in grado di coniugare libertà dei comportamenti individuali ed efficienza di sistema, integrazione delle risorse distribuite e sicurezza di fornitura, utilizzo prioritario delle fonti rinnovabili e programmabilità delle condizioni di rete: le Smart Grid.

1 Introduzione

I sistemi elettrici di distribuzione del prossimo futuro saranno intelligenti. O, per meglio dire, saranno ancora più intelligenti degli attuali.

In un certo senso, l'incremento di "intelligenza" è inevitabile ed è legato all'evoluzione tecnologica che rende disponibili, a costi accessibili, funzionalità la cui presenza poteva sinora giustificarsi solo in abbinamento ad infrastrutture di costo unitario elevato quali le reti di trasporto.

Non c'è dubbio, tuttavia, che la spinta maggiore allo sviluppo di funzionalità evolute derivi dall'esigenza di integrare nel sistema di distribuzione, ed in particolare sulle reti di media e bassa tensione, quote crescenti di generazione; se infatti è vero che modeste quantità di impianti di produzio-

ne sono da sempre state connesse anche alle reti a livello di tensione inferiore rispetto a quella di trasporto, occorre altresì considerare il fatto che in precedenza l'inserimento in rete di una piccola centrale, ad esempio idroelettrica, era assicurato mediante un impianto dedicato quasi esclusivamente alla centrale stessa e non condiviso con altri clienti finali o produttori.

Tali soluzioni impiantistiche mediante le quali, in analogia con quanto accade sulle grandi reti di trasporto, generazione e consumo venivano tenuti tra loro strutturalmente distinti, costituiscono sistemi evidentemente non efficienti la cui semplicità di esercizio ha giustificato l'esistenza sino a quando i volumi in gioco sono rimasti trascurabili.

Oggi, viceversa, la penetrazione della generazione da fonte rinnovabile sulle reti di distribuzione è

in continua e rapida crescita (si vedano gli andamenti della potenza connessa alla rete di Enel Distribuzione riportati in Figura 1).

L'incidenza di questa nuova generazione sulla copertura dei profili di carico aumenta di pari passo: come appare evidente dalla Figura 2, i profili di scambio tra la rete di trasmissione nazionale e la rete di media e bassa tensione di Enel Distribuzione sono cambiati sostanzialmente nel volgere di appena due anni, e gli stessi andamenti orari dei profili hanno subito una radicale modifica, prevalentemente per effetto della produzione da fonte fotovoltaica la cui immissione in rete ha un profilo ben riconoscibile e concentrato nelle ore diurne.

Lo scenario descritto prefigura quindi un vero e proprio capovolgimento dell'attuale modalità di funzionamento del sistema elettrico. In futuro sarà il singolo

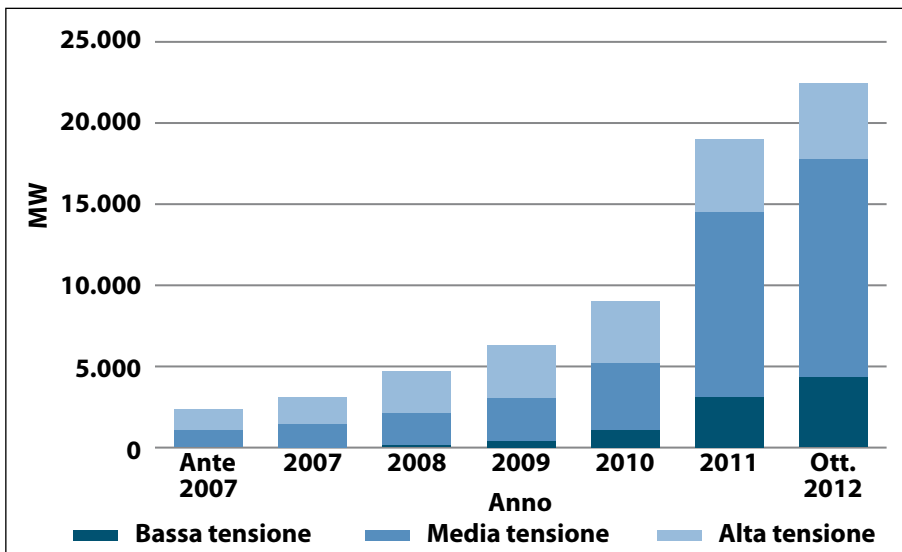


Figura 1 - Potenza della generazione connessa alla rete di Enel Distribuzione per livello di tensione e per anno di connessione

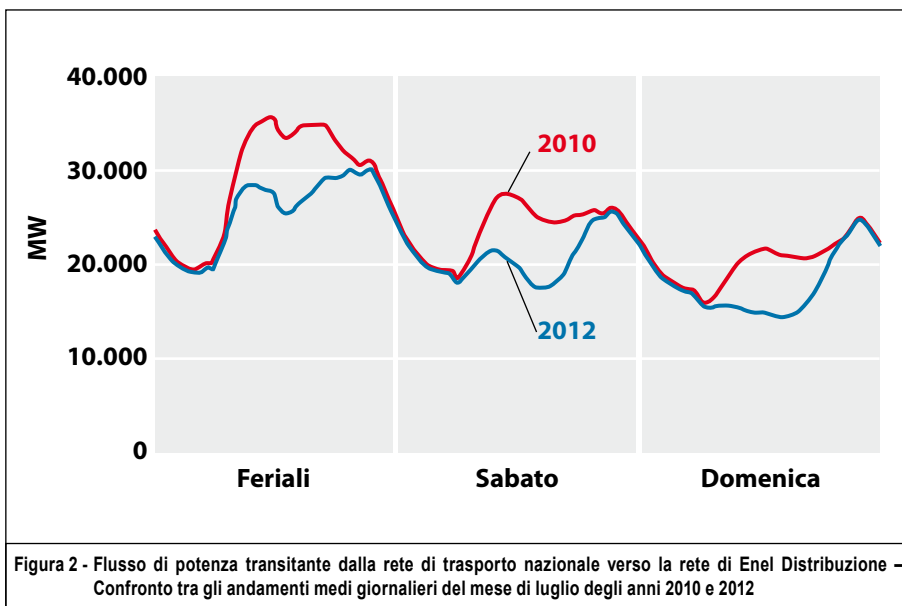


Figura 2 - Flusso di potenza transigente dalla rete di trasporto nazionale verso la rete di Enel Distribuzione - Confronto tra gli andamenti medi giornalieri del mese di luglio degli anni 2010 e 2012

soggetto connesso alla rete, produttore e consumatore allo stesso tempo, ad eseguire le azioni fondamentali per il bilanciamento generazione-carico; gli operatori di distribuzione interverranno, per eccezione, mediante integrazione della potenza attiva ed assicureranno i servizi di tensione perseguendo gli obiettivi strategici di efficienza e sostenibilità; gli operatori di trasporto presiede-

ranno la frequenza del sistema, garantendo l'equilibrio dinamico delle potenze attive.

In questo scenario futuro, ma già oggi in molte condizioni di rete ad elevata penetrazione di generazione distribuita sulle reti di media e bassa tensione, l'efficienza di sistema richiede non di separare, ma di avvicinare, per quanto possibile, generazione e carico, mirando ad una condi-

zione di energia elettrica "a km zero" che consenta di ridurre al minimo le perdite di rete; tale efficienza è però perseguibile solo in presenza di un grado di visibilità e di controllo delle condizioni del sistema e dei comportamenti dei soggetti connessi di gran lunga superiore rispetto a quello usuale.

In sintesi, è proprio quest'ultimo il senso delle "Smart Grid" di cui oggi tanto si ragiona e per le quali si parla, assai appropriatamente, di "intelligenza". L'intelligenza, etimologicamente, è la capacità di comprendere, di interpretare quanto viene percepito, ed una Smart Grid è essenzialmente un sistema elettrico in grado di accorgersi di quanto avviene al suo interno e di reagire o stimolare una reazione secondo logiche non definite a priori ma dipendenti da gerarchie di obiettivi di volta in volta fissate.

2 Le Smart Grid

La "Visione" della Commissione Europea definisce una Smart Grid come "una rete elettrica in grado di integrare i comportamenti e le azioni di coloro che sono connessi ad essa, al fine di assicurare l'economico funzionamento di un sistema sostenibile con perdite ridotte ed un alto livello di qualità e sicurezza di alimentazione".

Si tratta di una formulazione solo in apparenza generica, che in realtà ha in sé tutti gli elementi, la cui declinazione individua compiutamente obiettivi e funzionalità di una Smart Grid.

In particolare da questa definizione discendono direttamente i principali obiettivi delle Smart Grid:

- favorire la connessione e l'esercizio di impianti di generazione distribuita e di utilizzatori non convenzionali, es. veicoli elettrici (*coloro che sono connessi*);
- mantenere e migliorare il grado di efficienza del sistema nelle condizioni ordinarie di esercizio (*l'economico funzionamento*);
- supportare la pianificazione ottimale degli investimenti per lo sviluppo della rete (*un sistema sostenibile*);
- mantenere e, se possibile, incrementare il livello di affidabilità del sistema e la qualità del servizio (*qualità e sicurezza di alimentazione*);
- migliorare il funzionamento dei meccanismi di mercato ed i servizi per i clienti finali (*integrare le azioni*);

- incrementare il grado di consapevolezza dei clienti finali sulle loro caratteristiche di consumo e la loro partecipazione attiva al sistema ed al mercato elettrico (*i comportamenti*).

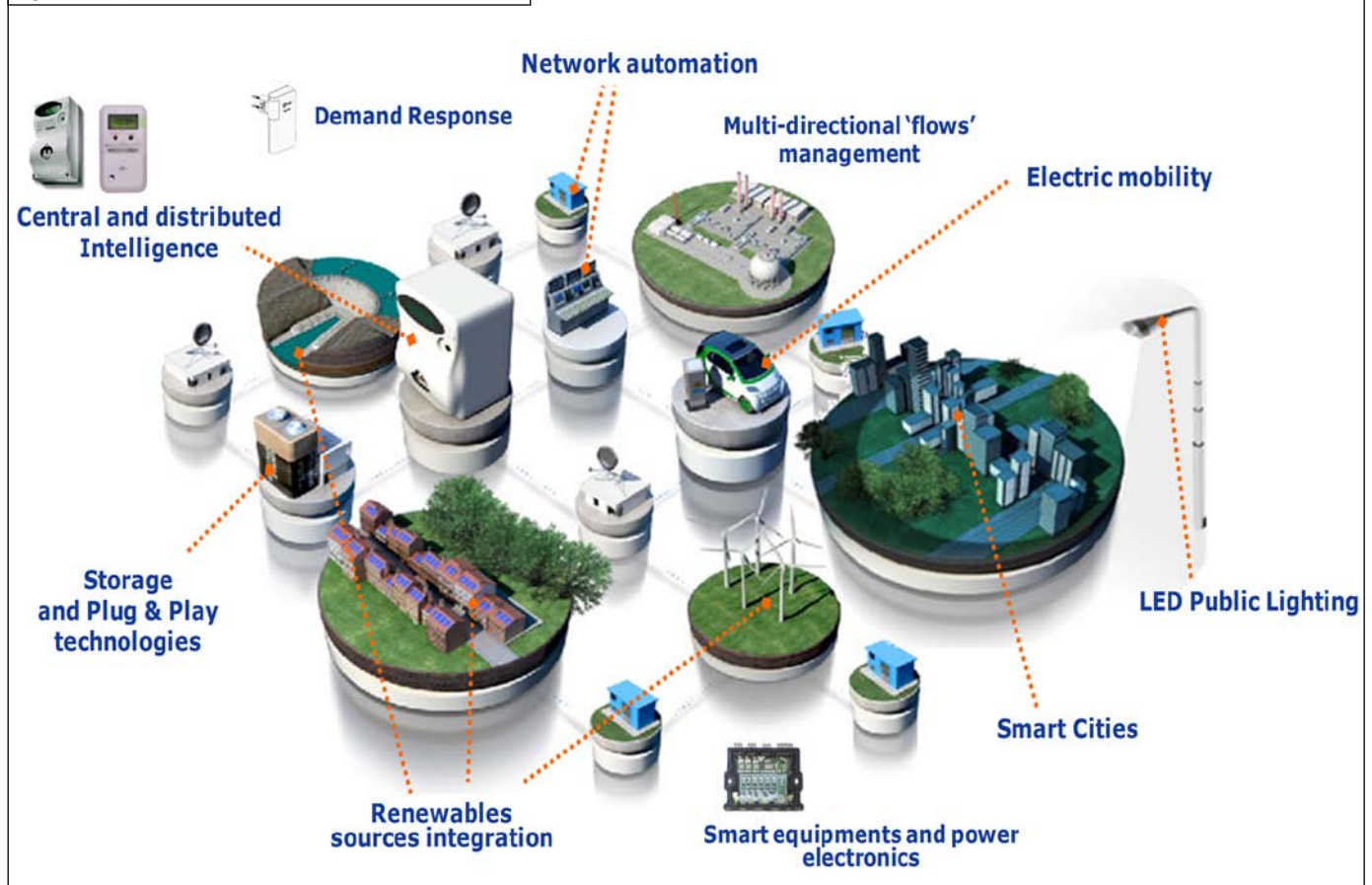
La complessità e l'innovatività di questi ambiziosi obiettivi rendono, ancora una volta, evidente come si sia alle porte di un cambiamento epocale nella filosofia stessa di funzionamento delle reti di distribuzione. Occorre però anche rimarcare come, per altri versi, questo cambiamento rappresenti se solo accelerazione di una tendenza già in atto da tempo. Infatti le attuali reti di distribuzione costituiscono già un sistema estremamente sofisticato e provvisto di "intelligenza" in larga misura: il controllo in tempo rea-

le, la disponibilità di misure e rilevazioni online, la connettività e la manovrabilità di elementi inseriti all'interno dei sistemi sono già una realtà consolidata nelle reti di media tensione di molti paesi.

Tuttavia l'approccio di tipo "fit & forget" seguito nello sviluppo della rete, essenzialmente finalizzato a garantire a tutti gli utenti connessi alla rete stessa la possibilità di adottare ogni possibile comportamento contrattualmente ammissibile, di fatto:

- ha sinora demandato alla fase di pianificazione la risoluzione di tutte le possibili criticità in sede di esercizio ordinario;
- ha focalizzato l'uso dell'intelligenza alle tematiche della individuazione e gestione degli eventi traumatici (guasti), a

Figura 3 - Rappresentazione simbolica della "visione" Smart Grid



supporto delle quali sono stati sviluppati algoritmi estremamente raffinati, mentre l'esercizio ordinario del sistema di fatto è "lasciato accadere" e non costituisce un processo continuo di miglioramento-adattamento della rete agli eventi nel quale può accadere di richiedere il contributo dei clienti al mantenimento delle condizioni di regolare funzionamento del sistema.

Gli interventi di evoluzione della rete di distribuzione esistente in una "Smart Grid" consistono quindi essenzialmente nella realizzazione di un sistema in grado di:

- rilevare le condizioni della rete in un numero sempre crescente di punti;
- raccogliere e condividere le informazioni rilevate in tempo reale o quasi-reale;
- elaborare ed interpretare le informazioni raccolte a partire dalla conoscenza completa della rete e di tutti i suoi utenti "rilevanti";
- gestire l'esercizio del sistema in condizioni ordinarie verificando il rispetto dei parametri di corretto funzionamento della rete ed individuando eventuali violazioni;
- gestire le violazioni mediante interventi di forza via via crescente, a partire da segnali di prezzo fino a giungere, dopo l'utilizzo di tutti gli strumenti di regolazione nella disponibilità diretta o comunque gestibili, al dispacciamento dei soggetti connessi od al distacco di essi;
- gestire le emergenze limitando per quanto possibile le disalimentazioni dei clienti finali;
- gestire le opportunità di efficientamento in tempo rea-

le del sistema, inseguendo le condizioni ottimali di funzionamento.

2.1 L'architettura di un Sistema Smart Grid

Il sistema descritto comprende, oltre all'architettura di una rete di distribuzione convenzionale:

- sensori di tensione e/o corrente e/o potenza attiva/reattiva;
- misuratori di energia attiva/reattiva;
- una infrastruttura di comunicazione ad elevata prestazione ed affidabilità di tipo "always on" o comunque in grado di supportare una comunicazione in tempo "quasi-reale" (in dipendenza delle funzionalità Smart Grid da abilitare);
- attuatori asservibili in grado di intervenire sull'assetto della rete (aprendo/chiudendo linee di potenza) in ogni condizione di funzionamento ordinario e in emergenza;
- sistemi di regolazione (static VAR compensator, storage, flotte di veicoli elettrici con possibilità di gestione bidirezionale dell'energia);
- un sistema di esercizio della rete che contempli la gestione da remoto di un numero di sensori, misuratori ed attuatori superiore di almeno un ordine di grandezza rispetto a quelli attuali;
- un sistema di protezione non convenzionale configurabile sulla base della conoscenza dello stato della rete e programmabile, in grado di gestire un volume crescente di segnali dal campo (maggiore dell'attuale di quasi un ordine di grandezza) e correlarli ad interpretazioni di volta in volta

implementate nell'intelligenza del dispositivo;

- un sistema "real-time" di stima dello stato della rete in grado di ricostruire con estrema accuratezza la situazione del sistema e proporre o adottare automaticamente azioni di riconfigurazione secondo logiche di ottimizzazione multi-obiettivo di volta in volta programmabili (gestione delle opportunità).

Un sistema realizzato con questi componenti è in grado di assolvere a tutte le funzioni associabili ad una "Smart Grid", potendo garantire la rilevazione di tutti i segnali di interesse provenienti dal campo, la loro interpretazione e lo svolgimento delle azioni conseguenti.

Enel Distribuzione ha individuato un'architettura di riferimento per le funzionalità Smart Grid sulla rete di media tensione, basata su componenti aventi le caratteristiche sopra descritte, modulare e flessibile; implementando la stessa infrastruttura è quindi possibile perseguire obiettivi di volta in volta diversi in dipendenza delle condizioni di sistema.

La standardizzazione e la realizzazione dei diversi componenti ha comportato e implica tuttora un ripensamento "ex novo" di tutto l'equipaggiamento adottato tradizionalmente nei sistemi di distribuzione: in molti casi, infatti, le caratteristiche dielettriche, meccaniche o di precisione richieste ai nuovi componenti si discostano non poco da quelle standard.

Si pensi, ad esempio, alla sensoristica per le misure delle grandezze elettriche (tensione, corrente, potenza attiva e reattiva): i componenti necessari per implementare alcune delle funzionalità "Smart Grid" devono avere classe di precisione di più ordini di grandezza inferiore rispetto a quelli tradizio-



Figura 4 - I componenti di una architettura di riferimento "Smart Grid"

nali, garantendo nel contempo ingombri invariati o ridotti e costi comunque contenuti. Non c'è da stupirsi se per la loro messa a punto è stata necessaria una vera e propria "invenzione".

Questa architettura di riferimento è in corso di realizzazione e sperimentazione, da parte di Enel Distribuzione, in progetti di ricerca nazionali ed internazionali incentrati su alcune delle tematiche strategiche nello sviluppo dei sistemi di distribuzione:

- l'integrazione in rete di quote crescenti di impianti di generazione da fonte rinnovabile;
- il miglioramento della affidabilità delle reti e della qualità del servizio.

Nel seguito saranno sinteticamente descritte le caratteristiche salienti di due dei progetti di maggiore innovatività, relativi rispettivamente alla regolazione evoluta delle tensioni ed all'esercizio ad anello chiuso della rete MT.

3 La regolazione evoluta della tensione

Gli impianti di generazione da fonte rinnovabile, in particolare quelli fotovoltaici, sono prevalentemente connessi alle reti elettriche al di fuori dei centri urbani.

Di norma le linee elettriche al servizio delle aree rurali alimentano un carico modesto e sono pertanto piuttosto lunghe e con sezione dei conduttori modesta.

Nell'ipotesi di voler connettere a queste linee quote crescenti di generazione senza necessità di interventi di potenziamento della rete, la prima criticità che emerge con sistematicità è quindi quella riferita alle variazioni di tensione lungo la linea.

I sistemi attualmente adottati per la regolazione della tensione nelle linee MT sono stati messi a punto allorché la rete di distribuzione connetteva, sostanzialmente, solo impianti di consumo e prevedono generalmente un controllo della tensione stessa mediante varia-

Figura 5 - Due esecuzioni unificate Enel Distribuzione di sensori innovativi per Smart Grid



zione sotto carico del rapporto di trasformazione del trasformatore AT/MT che alimenta la sbarra MT ed imprime ad essa la tensione alla partenza delle linee che la sbarra alimenta.

In questa particolare condizione è possibile, sulla scorta del valore della tensione in uscita dal trasformatore AT/MT e della corrente da esso erogata, garantire un andamento delle tensioni lungo le linee MT con qualche approssimazione ma anche con una certa efficacia. E' altrettanto evidente, però, che venendo meno l'ipotesi di rete "passiva", non è più possibile mantenere la stessa logica di funzionamento del sistema di controllo in quanto tensione e corrente misurate al trasformatore non sono più rappresentative della condizione della rete, la cui alimentazione – come la tensione lungo le linee che occorre regolare – dipende dai generatori collegati al suo interno quanto dalla rete di alta tensione a monte, e non è pertanto nota al sistema di controllo. Per garantire la tensione sulla rete MT è quindi necessario individuare nuove logiche di controllo basate non solo sulle grandezze

elettriche nel punto in cui il controllo si attua, ma anche su misure rilevati e in punti diversi della rete e trasferite ai sistemi di esercizio; allo stesso tempo è necessario accedere a risorse di controllo diverse, ed ulteriori, rispetto al semplice variatore di rapporto del trasformatore, dislocate "perifericamente" negli impianti. Come appare subito evidente, si tratta di una applicazione delle funzionalità già descritte come tipiche delle Smart Grid.

Enel Distribuzione ha in corso più di un progetto per la realizzazione di un sistema di controllo evoluto della tensione, basato sull'architettura già accennata e progettato per accedere a tutti gli elementi di controllo presenti in una rete di distribuzione MT: variatori di rapporto, storage, veicoli elettrici, produttori MT.

Scopo dei progetti è proprio quello di testare la possibilità di garantire il rispetto dei parametri contrattuali di rete (in particolare della tensione) anche nei casi nei quali il classico approccio "fit and forget" non sarebbe sufficiente, cioè agendo nell'ambito di misure di esercizio ed influenzando i

comportamenti dei diversi utilizzatori connessi alla rete.

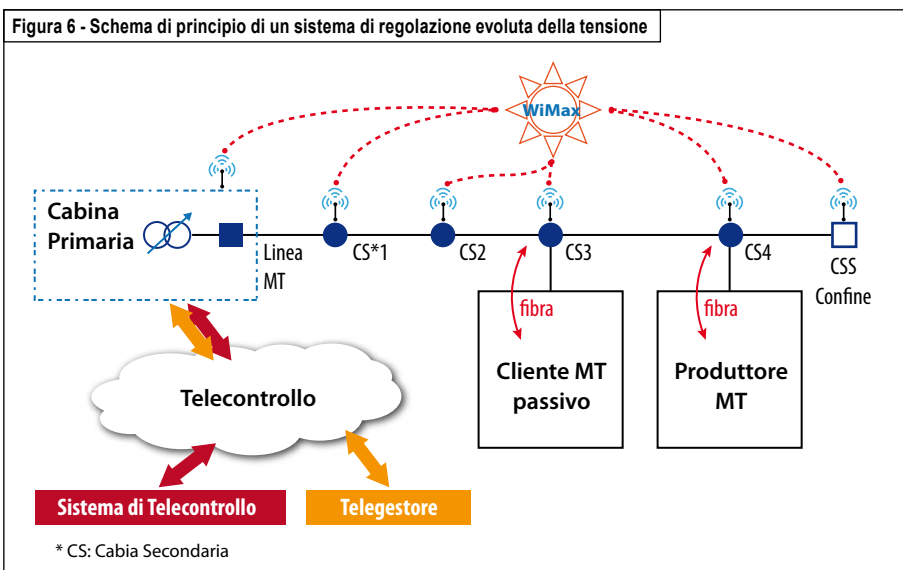
In questa maniera è possibile ottenere miglioramenti, rispetto alle condizioni standard di rete, sia in termini di "hosting capacity" della rete MT sia in termine di qualità della tensione.

4 Esercizio ad anello chiuso della rete MT

Diversamente da quella di alta tensione, la rete di media tensione, pur avendo una configurazione generalmente magliata (disponibilità di una seconda via di alimentazione in caso di emergenza), è esercita in assetto radiale (il confine tra le due possibili vie di alimentazione è normalmente tenuto aperto).

L'esercizio ad anello chiuso, infatti, pur avendo indubbi vantaggi (ridotte cadute di tensione, equilibratura automatica del carico lungo l'anello, ecc.), comporta complessità di esercizio tali da rendere di fatto impraticabile la gestione della rete con metodologie convenzionali, pena il rischio di un degrado della qualità del servizio in caso di guasto: in assenza infatti di strumenti di fault detection dislocati lungo le linee MT che costituiscono l'anello, una disalimentazione conseguente ad un guasto in rete è suscettibile di coinvolgere un numero di clienti addirittura superiore che nel caso di un sistema convenzionale, risultando quindi inaccettabile.

Anche in questo caso appare evidente il legame con le funzionalità Smart Grid: si tratta infatti di rilevare, e mettere in relazione, misure provenienti da punti diversi della rete, e diversi dal punto nel quale il controllo viene attuato.



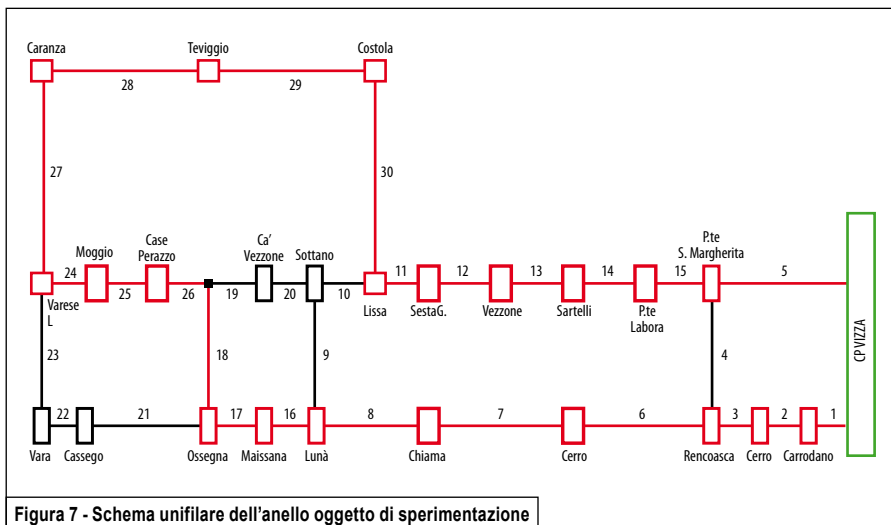


Figura 7 - Schema unifilare dell'anello oggetto di sperimentazione

Non stupirà quindi la constatazione che l'architettura di riferimento dei progetti di sperimentazione di esercizio "ad anello chiuso" di reti MT è sostanzialmente la stessa già indicata a più riprese, ed adottata per i progetti di regolazione evoluta della tensione.

I progetti in argomento mirano a verificare la possibilità tecnica di garantire, a costi sostenibili, il funzionamento della rete MT ad anello chiuso, di per sé preferibile in termini di regolazione della tensione, e modalità avanzate di protezione ed automazione, affini a quelle adottate per la rete di alta tensione, in grado di minimizzare l'impatto dei guasti sulla clientela; si tratta di una iniziativa assai ambiziosa, che non trova riscontro in pratiche analoghe a livello internazionale, ma destinata forse a cambiare gli standard di esercizio delle reti.

Conclusioni

Le Smart Grid, lungi dal costituire uno slogan relativo ad una rivoluzione futura ancora di là da venire, sono oggi tecnologicamente a portata di mano e costituiscono

un'accelerazione, decisa ma coerente, dello sviluppo delle reti di distribuzione tecnologicamente avanzate già oggi in esercizio.

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili costituirà una delle spinte alla transizione dalle attuali reti alle Smart Grid e nel contempo l'integrazione della generazione distribuita costituirà una delle risorse più utili per l'implementazione di nuove logiche di funzionamento del sistema elettrico di distribuzione.

Per lo sviluppo delle Smart Grid la necessità di scambio dati in tempo reale tra i sistemi di controllo degli impianti di consumo-produzione ed il gestore di rete avrà una crescita molto sostenuta. Saranno utilizzati sia servizi di telecomunicazione pubblici di ultima generazione, che mezzi trasmissivi embedded nelle reti di trasmissione e distribuzione di energia elettrica. In tale contesto driver strategico sarà l'indipendenza del controllo delle infrastrutture critiche di energia e telecomunicazione ■

eugenio.dimarino@enel.com
riccardo.lama@enel.com



Eugenio Di Marino

ingegnere elettronico, è Senior Vice President, Engineering & Standardization, in Enel Distribuzione Italia. Le sue responsabilità attuali riguardano la standardizzazione dei componenti e dei sistemi di alimentazione, la definizione della pianificazione e della progettazione della rete, nonché il coordinamento della gestione della rete, la progettazione del sistema di protezione, la gestione e il funzionamento di soluzioni di Smart Metering. Le sue esperienze precedenti includono la gestione di Unità Operative di distribuzione a livello regionale e comunale, compresa la progettazione, costruzione e gestione della distribuzione reti. È membro del Gruppo IEC strategico 3 "Smart Grid", del Comitato Tecnico Superiore della CEI e del Consiglio dell'Istituto per la Gestione della Qualità (IMQ).



Riccardo Lama

ingegnere elettronico, è capo della unità "Pianificazione di rete e supporto" di Enel Distribuzione, Italia. Si occupa di pianificazione e gestione delle reti di distribuzione, delle connessioni di rete tra cui DG & RES, nonché della progettazione e cartografia GIS delle reti di distribuzione. È responsabile delle connessioni di rete di Enel Distribuzione Italia dal 2005. Le sue precedenti esperienze includono la gestione di Unità Operative di distribuzione a livello comunale, compresa la gestione delle connessioni MV e LV. È Special Reporter in CIRED TC 5 "Sviluppo del sistema di distribuzione dell'alimentazione" e membro di Eurelectric WG # 2 "Clienti & Operations" e di joint-Eurelectric CEDEC-Geode-EDSO4SG gruppo di esperti sui codici di rete europei.