

Il Dimostrativo Italiano del progetto Europeo Grid4EU: un sistema di controllo innovativo per l'integrazione della generazione distribuita nella rete di distribuzione MT.

Roberto NISCI, Luca LEFEBRE, Lilia CONSIGLIO, Daniele STEIN
Enel Distribuzione SpA

Maurizio BIGOLONI, Ivan ROCHIRA, Marco PICCININI
Siemens

Diana MONETA, Chiara MICHELANGELI, Paolo MORA
RSE Ricerca sul Sistema Energetico SpA

INTRODUZIONE

La hosting capacity di una rete elettrica è un parametro che indica un limite massimo di potenza connettabile in termini di generazione distribuita.

Poiché la rete è stata storicamente progettata per flussi di potenza mono-direzionali (dalle grandi centrali ai carichi), il nuovo paradigma legato alla generazione distribuita, che prevede flussi bi-direzionali, ha determinato la necessità di riconsiderare l'architettura classica dei sistemi elettrici per i quali, una penetrazione massiva della generazione distribuita, può causare problemi legati alla qualità della tensione, alle protezioni di rete, squilibri generazione/carico e sovraccarichi.

Questa memoria presenterà, nei suoi diversi aspetti, il dimostrativo italiano (DEMO4) del progetto europeo Grid4EU, in cui si sta realizzando un sistema di controllo avanzato della rete di Media Tensione (MT), per massimizzare l'integrazione della generazione da fonti rinnovabili e della generazione distribuita in genere.

IL PROGETTO EUROPEO Grid4EU

Grid4EU è uno dei più grandi progetti europei sulle Smart Grids, co-finanziato dall'Unione Europea nell'ambito del 7 ° Programma Quadro ed avviato nel novembre 2011 con durata quadriennale. Partecipano al progetto 27 partner, tra cui sei primarie Società di Distribuzione Europee (i.e. Enel Distribuzione, ERDF, CEZ, Iberdrola, RWE, Vattenfall).

Il coordinamento dell'intero progetto è affidato alla Società di Distribuzione francese ERDF, mentre Enel Distribuzione ha la direzione tecnica.

Grid4EU propone sei dimostrativi (uno per ciascun Distributore) in Italia, Francia, Germania, Repubblica Ceca, Spagna e Svezia. I risultati conseguenti alle sperimentazioni forniranno gli elementi necessari per delineare in modo coordinato e condiviso a livello europeo, le strategie necessarie per eliminare o ridurre i principali ostacoli relativi alla possibilità di accogliere in rete la generazione distribuita, per abilitare e supportare l'efficienza energetica, per abilitare ed integrare l'active demand e nuovi utilizzi dell'energia elettrica (e.g. mobilità elettrica, pompe di calore, ecc). Nei sei dimostrativi si vogliono sviluppare e sperimentare -in campo- tecnologie innovative, nuove metodologie per la

gestione del sistema elettrico e sistemi di misura intelligenti, finalizzati al miglioramento delle reti di distribuzione.

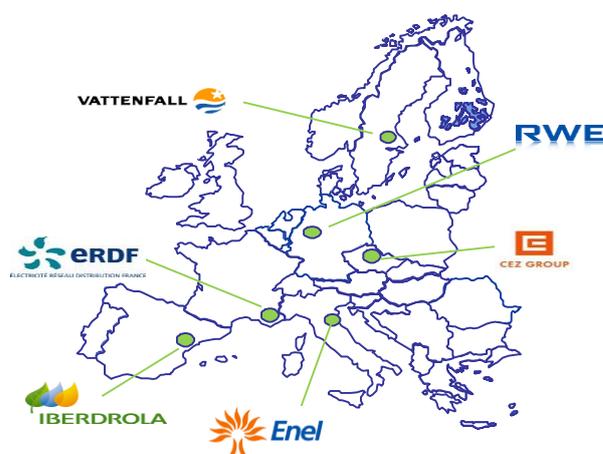


Fig.1 Mappa dei sei dimostrativi in Europa [1]

IL DIMOSTRATIVO ITALIANO

Il progetto coordinato da Enel Distribuzione è focalizzato sulla rete MT ed ha come finalità quella di dimostrare, in condizioni operative reali e su larga scala, come l'Active Control e Demand Response delle "Distributed Energy Resources" (DER, cioè generatori, carichi controllabili e un dispositivo di accumulo elettrico - "Energy Storage System") possano contribuire in maniera determinante ad aumentare la hosting capacity delle rete MT.

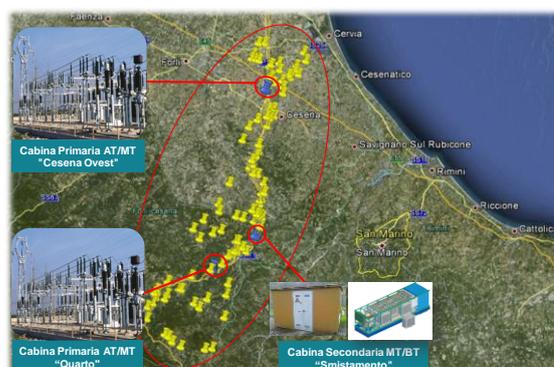


Fig.2 Area interessata dalla sperimentazione

Sviluppato da Enel Distribuzione in partnership con Cisco, RSE, Selta e Siemens, il progetto interesserà due

cabine primarie situate nell'area di Forli-Cesena, in Emilia Romagna, e la relativa rete MT alimentata. Circa 35.000 clienti BT beneficeranno dei risultati del progetto, sebbene non direttamente coinvolti nella sperimentazione. L'area coinvolta è mostrata in figura 2, nella quale i simboli gialli evidenziano gli impianti considerati nel perimetro della sperimentazione.

In figura 3 è riportata una porzione di rete MT, al solo scopo di evidenziare come la presenza della generazione da fonti rinnovabili, sia distribuita sul territorio e integrata con le classiche cabine secondarie di distribuzione MT/BT.

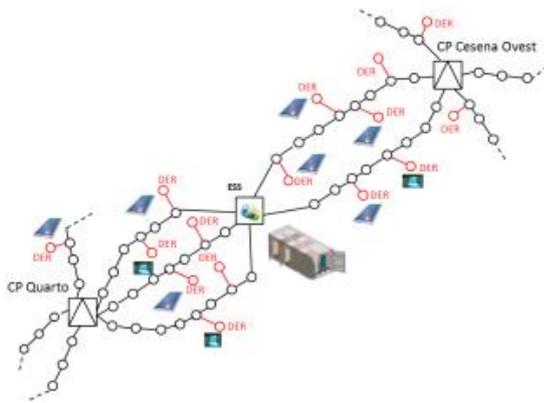


Fig.3 Schema semplificato della porzione di rete MT coinvolta

Come accennato nell'introduzione, cuore del dimostrativo italiano è la realizzazione di un sistema di controllo avanzato in grado di comunicare con cabine primarie, cabine secondarie, impianti di generazione ed un impianto di accumulo elettrico (ESS), che verrà installato in una cabina secondaria alla quale afferiscono molteplici linee MT.

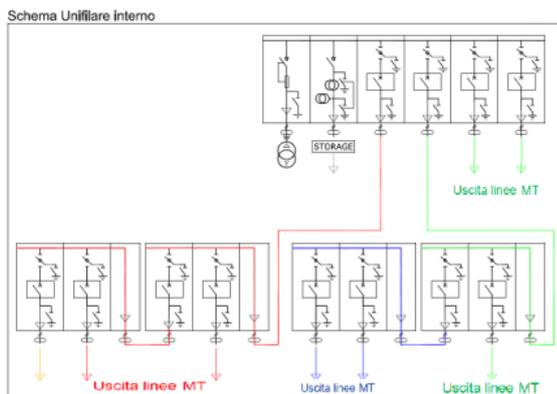


Fig.4 Schema unifilare della cabina secondaria per il collegamento dell'ESS

Lo schema elettrico della cabina secondaria in cui avverrà la connessione alla rete MT del sistema di accumulo, è stato progettato in modo che siano possibili diversi assetti di rete i quali renderanno più ampi gli scenari di prova dell'apparecchiatura, consentendo di testare l'efficacia del sistema in condizioni di esercizio con differenti criticità. In estrema sintesi la situazione è tale per cui nella cabina di collegamento dello "Storage" arrivano

varie linee MT, delle quali due provengono dalla CP "Cesena Ovest" e tre dalla CP "Quarto" (le altre linee indicate nello schema riguardano collegamenti necessari per l'esercizio ma non sostanziali ai fini della sperimentazione). Le due linee provenienti da CP "Cesena Ovest" e le tre provenienti da "CP Quarto", risultano essere di notevole lunghezza (in particolare quelle da Cesena Ovest) e notevolmente interessate da immissione di energia proveniente dalla generazione distribuita. Gli interruttori MT installati in cabina, tutti telecomandati, nonché il sistema di sbarre appositamente realizzato, renderà possibile la connessione del sistema di accumulo alle cinque dorsali MT interessate dalla sperimentazione, sia separatamente tra di loro ma anche in parallelo con diverse combinazioni. Questa flessibilità consentirà di verificare l'efficacia del sistema di controllo della tensione in condizioni di diversa criticità, la quale è legata all'entità della potenza prodotta iniettata in rete e della lunghezza della linea, per ognuna delle cinque dorsali considerate.

La comunicazione sarà implementata attraverso un sistema di comunicazione IP a banda larga basato su tecnologie wireless (LTE, ecc) e xDSL, ed onde convogliate (narrow band).

Il nuovo sistema, attraverso la partecipazione attiva alla gestione della rete da parte degli impianti di generazione, consentirà di incrementare la hosting capacity della rete MT e di [1]:

- Implementare la regolazione della tensione a livello di nodi MT
- Implementare la regolazione dei flussi di potenza
- Garantire la sicurezza del sistema (security), evitando il funzionamento in isola indesiderata (anti-islanding) tramite un controllo in retroazione
- Testare l'utilizzo dell'accumulo elettrico (ESS) per l'esercizio e l'ottimizzazione della gestione della rete
- Testare le diverse tecnologie per la comunicazione IP a banda larga (wireless, xDSL) ed onde convogliate (narrowband)

ARCHITETTURA DEL NUOVO SISTEMA DI CONTROLLO

L'architettura generale del sistema di controllo è mostrata nella figura seguente (Fig. 5) e si compone di cinque blocchi funzionali, tra loro collegati dal sistema di comunicazione. I cinque blocchi funzionali sono:

- Sistema centrale (collocato presso il Centro Operativo)
- Sistema di controllo di cabina primaria (collocato in cabina primaria)
- Protezione integrata di trasformatore (collocata in cabina primaria)
- Sistema di controllo MT (collocato in cabina MT)
- Interfaccia di controllo DER (collocata presso il generatore/cliente MT)

Lato Centro Operativo vi è il Sistema di Telecontrollo di Media Tensione (STM) che gestisce l'intera rete di Media Tensione;

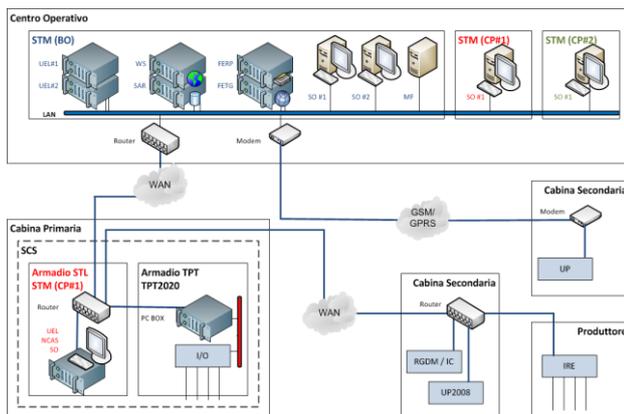


Fig.5 Architettura generale del sistema telecontrollo

Il sistema STM mantiene la stessa operatività attuale. Al fianco delle Stazioni Operatore del sistema STM sarà possibile avere altre Stazioni Operatore che fanno riferimento non al sistema STM, ma bensì ai sistemi STL (ST locale) che sono integrati con l'SCS, ossia il "Sistema di Controllo di Cabina Primaria". Da queste stazioni Operatore si potrà accedere a tutte le funzionalità del sistema SCS.

Il SCS è collocato in Cabina Primaria ed è composto da due armadi distinti, come mostrato in figura 6:

- TPT 2020 (pc BOX)
- STL – NCAS (pc STL)

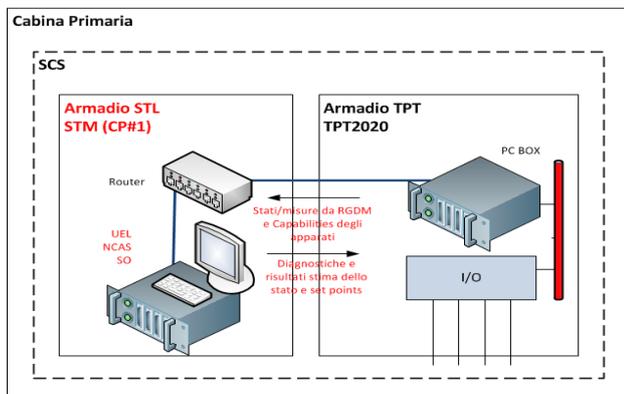


Fig.6 Sistema di controllo di cabina primaria

L'SCS include l'ST Locale (o STL) con la sua Stazione Operatore che implementa la "Human Machine Interface" (HMI) dell'SCS da cui è possibile accedere a tutte le funzionalità. Le funzionalità richieste al SCS sono le seguenti:

- Acquisizione misure e segnali dai dispositivi di Cabina Primaria (CP). Tali informazioni sono ricevute tramite collegamenti in filato (intendendo con questo termine il cablaggio classico utilizzato in CP) o protocollo IEC61850 (tramite rete ethernet).
- Acquisizione misure e segnali dai dispositivi di Cabina Secondaria. Tali informazioni sono ricevute tramite protocollo IEC61850.
- Invio comandi ai dispositivi di Cabina Primaria.

Tali comandi sono attuati tramite collegamenti in filato o protocollo IEC61850.

- Invio comandi ai dispositivi di Cabina Secondaria. Tali comandi sono attuati tramite protocollo IEC61850.
- Calcolo dei set point di potenza reattiva da inviare ai generatori e delle posizioni del variatore sotto carico per l'ottimizzazione della tensione della rete MT.
- Gestione dell'anti-islanding nel caso di apertura dell'interruttore di linea in Cabina Primaria.
- Interfaccia Uomo Macchina (HMI).
- Configurazione del database.
- Comunicazione con il Centro Operativo.

Le funzionalità dell'SCS sono realizzate tramite i seguenti moduli software:

TPT2020. Questo modulo provvede alla comunicazione con i dispositivi di campo (sia in filato che tramite protocollo IEC61850), si interfaccia con il Centro Operativo per lo scambio dei dati relativi ai dispositivi di campo, è in grado di trattare le richieste di regolazione provenienti dai calcoli di rete, gestisce l'algoritmo di anti-islanding, fa da server per la sincronizzazione oraria. L'applicazione è attiva sulla macchina denominata PC-BOX.

CALCOLI DI RETE (NCAS). Questo modulo riceve lo stato della rete da STL, esegue i calcoli per l'ottimizzazione della tensione sulla rete MT, invia i risultati dei calcoli (esito del calcolo, valori stimati, set point da inviare verso il campo, suggerimenti per la posizione ottimale dello storage) verso l'STL. L'applicazione è attiva sulla macchina denominata PC STL.

STL (STL). Questo modulo realizza l'interfaccia uomo macchina che dà una visibilità della parte di rete AT e MT che è sottesa alla Cabina Primaria. E' in grado di ricevere da STM posto al centro operativo il database, le richieste di abilitazione/disabilitazione calcoli di rete e stati/misure che non sono acquisiti dal TPT2020. I risultati dei calcoli di rete vengono resi disponibili sia sulla stazione operatore locale sia su quella remotizzata. Riceve dal TPT2020 le informazioni di campo. Invia al TPT2020 i set point per la regolazione di tensione. Invia verso i CALCOLI DI RETE la descrizione topologica e lo stato attuale della rete. Riceve dai CALCOLI DI RETE il risultato dei calcoli. L'applicazione è attiva sulla macchina denominata PC STL.

TPT 2020

L'apparato TPT2020 ha il compito di gestire il processo elettrico della Cabina Primaria. Le funzioni principali realizzate dall'apparato sono le seguenti:

- Gestione delle richieste operative effettuate dall'Operatore del Centro
- Funzioni di automazione e protezione svolte in automatico
- Gestione degli apparati di controllo degli elementi costituenti il processo elettrico

- Trasferimento al Centro delle informazioni generate e/o raccolte dal campo
- Gestione del Data Base che descrive il processo da controllare

Le unità principali che compongono l'apparato TPT2020 sono:

- Unità di Elaborazione (UEL)
- Unità Convertitore + I/O (UPC)
- Unità di I/O (UP) deputate alla gestione di basso livello del campo

CALCOLI DI RETE (NCAS)

Questa piattaforma è progettata per essere modulare ed aperta. Dal punto di vista delle sue interfacce essa espone interfacce standard di tipo Web Service (HTML/SOAP); Internamente i componenti principali sono:

- Network Manager
- Topological Processor
- Plug-In Manager
- Load / Generation Profile Manager

La Piattaforma può ospitare diversi algoritmi (uno dei quali è il "Voltage Regulator" sviluppato da RSE) ed è il sistema STL che decide quali algoritmi attivare a seconda della sua configurazione (necessità / informazioni disponibili). In figura 7 sono riportati i dettagli dell'architettura della piattaforma dei calcoli [4].

L'esecuzione dei calcoli elettrici richiede un'interazione tra i componenti precedentemente descritti.

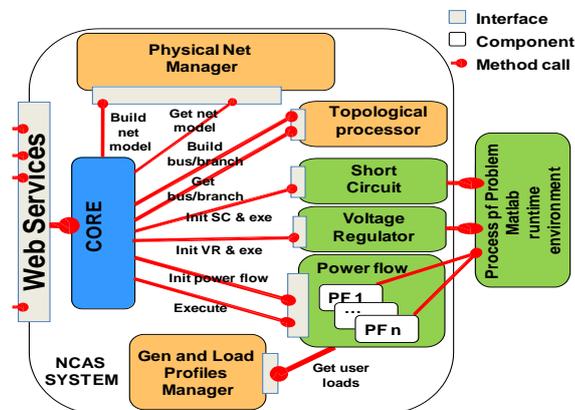


Fig.7 Architettura della piattaforma dei calcoli

Pertanto, per supportare un client nell'uso del sistema NCAS, è fornita un'interfaccia principale che consente di inizializzare il sistema, consente l'esecuzione dei calcoli elettrici, ed esporta le informazioni elaborate. L'interfaccia è responsabile della creazione dell'ambiente software che gestisce i vari moduli, della gestione dei loro cicli di vita e consente una loro corretta cooperazione ai fini dell'esecuzione dei calcoli.

Tale approccio rende l'architettura dell'NCAS trasparente a qualsiasi client che lo utilizzi. E' inoltre disponibile anche una API ("Application Procedure Interface") a cui si può accedere in fase di chiamata dei vari servizi, passando i corretti parametri attraverso lo strato CORE.

I modelli di rete e la rappresentazione in nodi e rami, sono codificati in XML perché:

- La rappresentazione della struttura è indipendente dalla piattaforma adottata
- La serializzazione è standardizzata verso ogni tipo di stream
- Vi è la disponibilità di un ricco set ben noto di strumenti XML
- I componenti di NCAS condividono la conoscenza degli schemi dei documenti XML che descrivono i modelli di rete
- Tutti i processi di input/output in NCAS avvengono con la serializzazione in streaming di documenti XML
- Questo approccio consente di produrre documenti XML applicando trasformazioni XSLT

Calcolo della stima dello stato

Le informazioni attualmente disponibili sulle reti di distribuzione sono di due tipi: profili stimati di carichi/generazioni e alcune misure in cabina primaria e sulla rete MT.

Per quanto riguarda il primo tipo di informazioni, le potenze attiva e reattiva dei carichi e i profili di generazione sono ricavati grazie ad un'apposita elaborazione dei dati storici. Questo implica che i risultati del Power Flow (PF) forniscano una rappresentazione ragionevole della rete, ma non necessariamente congruente con il reale funzionamento della rete stessa.

In relazione alla seconda categoria di informazioni, per una rete di media tensione, le misure generalmente sono disponibili ogni quindici minuti. Tali misure, per motivi evidenziati sopra risulteranno, con buona probabilità, non perfettamente allineate ai risultati calcolati dal Power Flow sulla base dei dati stimati (profili di carichi e generazione). Per superare questo problema sarà necessario agire sui risultati del Power Flow confrontandoli con lo stato reale della rete, cioè dovranno essere corretti i dati stimati in maniera tale da minimizzare l'errore tra i risultati del Power Flow e le misure disponibili [2][3].

Power flow / Stima dello stato completa

La procedura di stima dello stato rappresenta un elemento cardinale ai fini della corretta valutazione dei flussi di potenza su una rete elettrica, e quindi di tutte le azioni di regolazione e controllo, oltre che di pianificazione nel breve termine e di sviluppo della rete stessa. Attualmente, la ricostruzione dei prelievi di potenza delle utenze passive, e in misura meno attendibile delle immissioni di quelle attive (a causa dell'intrinseca aleatorietà della fonte di produzione stessa), è basata su un'opportuna elaborazione di dati storici, dai quali sono state estratte delle curve "standard" per varie tipologie di carico. A titolo di esempio, per evidenziare ciò che è stato descritto precedentemente in merito al possibile disallineamento tra risultati del Power Flow e stato reale della rete, si può considerare la potenza iniettata nelle partenze dei cavi della sbarre delle cabine primarie (lato MT) calcolata dal programma di PF, la quale può risultare anche significativamente diversa da

quella misurata. Lo sviluppo proposto prevede di modificare tali profili di carico ogni quindici minuti al fine di renderli coerenti con l'insieme delle misure che sono disponibili dal campo (tensione, potenza, corrente, ecc). Diverse strategie saranno definite in relazione al tipo, alla qualità e alla distribuzione delle misure che pervengono dal campo. L'algoritmo di correzione delle curve di carico, inoltre, terrà conto di eventuali previsioni relative alla produzione da FER fornite da altri strumenti.

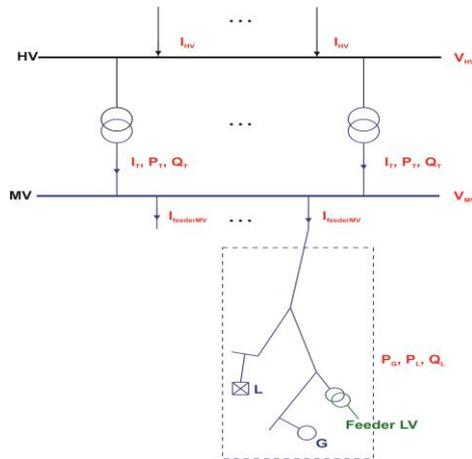


Fig.8 Distribuzione delle misure su rete AT/MT

Le curve così corrette ogni quindici minuti costituiscono delle informazioni utili anche al fine di pervenire a un aggiornamento delle curve standard. Pertanto, si vogliono definire nuove curve standard a partire dal set di curve standard modificate, collezionate su un orizzonte temporale adeguato (per esempio un anno).

Le misure su cui si basa la stima dello stato per raggiungere un livello di attendibilità di tipo "semplificato" sono:

- Modulo della tensione delle sbarre AT di Cabina Primaria
- Modulo della tensione delle sbarre MT di Cabina Primaria
- Transiti di potenza attiva e reattiva sui trasformatori AT/MT (con segno)
- Modulo delle correnti delle linee MT in partenza da Cabina Primaria
- I profili stimati sono identificati dalle grandezze di potenza attiva e reattiva di generazione e carico

Per ottenere un livello di attendibilità di tipo "completo" la stima dello stato si basa su ulteriori misure oltre alle precedenti e sono:

- Tensione di linea come Media delle V sulle 3 fasi*
- Correnti di linea calcolate da P e Q e V Media delle tre V di fase*

* Nel caso in cui le correnti e le tensioni siano riferite alle singole fasi.

La distribuzione delle misure su rete AT/MT è rappresentata in figura 8.

Anti-islanding

L'algoritmo di anti-islanding ha lo scopo di distaccare la generazione afferente ad un tratto di linea elettrica disalimentato. La disalimentazione può essere dovuta ad interventi di manutenzione o guasti. Ad ogni organo di manovra che può essere origine dello scollegamento di una parte di impianto (detto per brevità "elemento di sconnessione") sia che esso appartenga alla Cabina Primaria o alla rete MT, viene associato un identificativo univoco con l'informazione della topologia della rete.

Quando si apre un elemento di sconnessione, l'identificativo di tale elemento viene inviato sulla rete di comunicazione (richiesta di tele-distacco). Ogni generatore (i.e. interfaccia di controllo) raccoglie questo messaggio e comprende se è posizionato a valle o a monte dell'elemento a cui appartiene l'identificativo ricevuto. Quando riconosce che la sua posizione è a valle si disconnette dalla rete elettrica, nel caso in cui la protezione locale d'interfaccia non abbia già provveduto in tal senso

LA REGOLAZIONE DI TENSIONE

La norma tecnica CEI EN 50160 richiede che le variazioni lente di tensione siano generalmente contenute all'interno del $\pm 10\%$ del valore nominale.

Le variazioni rapide della tensione, causate principalmente da brusche variazioni della potenza richiesta dai clienti finali e da cambiamenti topologici dovuti all'intervento dei dispositivi di manovra, invece, è opportuno che non eccedano il 4 % del valore nominale (ad eccezione di alcune situazioni in cui sono ammesse variazioni fino al 6 %).

Un'elevata penetrazione della generazione diffusa sulle reti MT può contribuire ad aumentare sia la frequenza, sia l'entità delle variazioni rapide, cosicché, in merito a questi parametri potrebbe verificarsi un peggioramento della qualità della fornitura. Analogamente l'immissione di potenza attiva lungo una dorsale MT o BT può alterare significativamente il profilo di tensione, portando, in certe condizioni operative, al raggiungimento del limite massimo ammissibile. Il coinvolgimento della generazione diffusa nella regolazione di tensione, sia a livello locale che tramite architetture di controllo coordinate e centralizzate, richiede una adeguata e dedicata evoluzione dei sistemi di controllo, come descritto nei precedenti paragrafi.

L'algoritmo di controllo di tensione VR ("Voltage Regulator"), sviluppato da RSE, è basato su una ottimizzazione tecnico-economica: esso garantisce che la rete attiva controllata operi nel rispetto dei vincoli tecnici (tensioni ai nodi, correnti nei rami), agendo con opportune azioni di controllo su risorse proprie del distributore (variante sotto carico del trasformatore di cabina primaria, sistema di accumulo) e risorse offerte da terzi (modulazione della potenza reattiva dei generatori).

L'approccio si basa su una procedura di minimizzazione del funzionale di costo (somma dei costi di dispacciamento associati alle risorse controllate) nel totale rispetto dei vincoli tecnici [5]. A ogni ciclo di attivazione (tipicamente ogni quindici minuti, o a seguito

di variazione di assetto della rete) il VR riceve lo stato del sistema dal “blocco di Stima dello Stato” sopra descritto e calcola i setpoint da inviare alle risorse di regolazione. Il metodo è caratterizzato da:

- Perimetro spaziale: rete MT sottostante a una cabina primaria (in una data configurazione);
- Orizzonte temporale: stato della rete attuale (dal blocco di Stima dello Stato) e negli esercizi futuri (necessario in presenza di accumulo).

Le risorse di regolazione sono rappresentate dal variatore sotto carico del trasformatore in cabina primaria (OLTC), dalla modulazione di potenza reattiva dei generatori controllabili e infine dal sistema di accumulo (sia P che Q). L’algoritmo è in grado di considerare anche la modulazione di potenza attiva da parte di risorse distribuite, opzione tuttavia non utilizzata nell’ambito del dimostratore.

E’ importante rammentare che, al momento attuale, nel nostro Paese non sono previsti schemi di remunerazione per i ‘servizi ancillari’ offerti dai generatori. Per questa ragione i parametri di ‘costo’ inseriti nella funzione di ottimizzazione rappresentano degli indici di merito tramite i quali definire l’ordine di impiego delle varie risorse.

La presenza di un sistema di accumulo, per il quale viene stabilito un livello di carica al termine di un determinato orizzonte temporale, impone un vincolo integrale al problema matematico e richiede la disponibilità di profili di carico e generazione per il calcolo su periodi futuri [6].

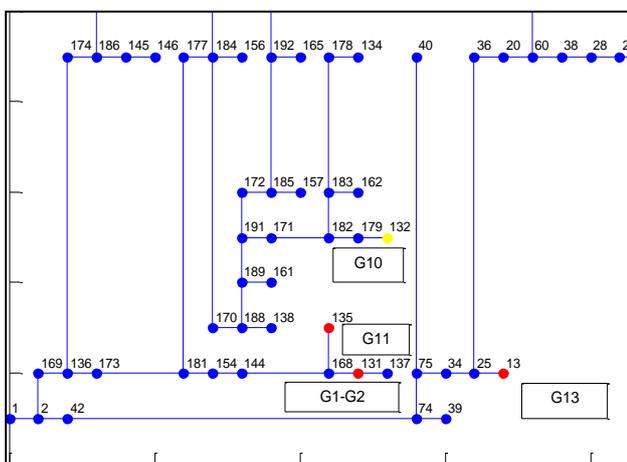


Fig.9 Sezione della rete test (nodo giallo: generatore FV; nodo rosso: altra fonte)

In accordo alle usuali procedure, sono state condotte delle valutazioni off-line con il solo algoritmo VR al fine di verificare il comportamento dell’algoritmo stesso, regolare i parametri (vincoli tecnici, ‘costi’,..) e valutare condizioni non riproducibili in campo reale. In parallelo è stata avviata l’integrazione del VR nel sistema NCAS, attività alla quale sono dedicati test specifici per verificare trasferimento ed elaborazione delle informazioni tra i vari sottoblocchi del sistema complessivo.

Al fine di circoscrivere la fase iniziale dei test, è stata

estratta una sottoparte della rete del dimostrativo, sottesa a una cabina primaria:

- Nodo AT (nodo #1 nello schema in figura 9; trasformatore AT/MT (linea 1-2); sbarra MT (nodo #2))
- 2 dorsali (feeder) MT
- 139 nodi MT e MT/BT (15 e 20 kV)
- carico nominale totale P = 15.51 MW e Q = 7.58 MVar
- 19 generatori, totale P = 9.48 MW Q = 4.165 MVar. I generatori sono di tipo fotovoltaico, mini-idroelettrico, biomassa e termico a fonte fossile.

Il feeder A (nodi 2-42-74) è considerato ‘attivo’ in quanto presenta una presenza significativa di generatori, mentre il feeder B (2-169-136) è ‘passivo’.

I diversi casi sono stati realizzati combinando diverse ipotesi, in particolare:

- Andamento dei profili (giorno feriale/festivo, estate/inverno)
- Posizione sistema di accumulo (feeder A / feeder B)
- Risorse controllabili disponibili: solo OLTC, OLTC e reattivo generatori controllabili, OLTC+GD e storage
- ‘Costi’ delle risorse, in particolare del sistema di accumulo (‘normale’ / ‘ridotto’ rispetto al prelievo dalla rete AT)

Il range di tensione ammesso per i nodi MT è stato fissato in 0.96÷1.1 [p.u.], intervallo che verrà tarato in modo più fine a valle dei test sul sistema completo. Ai fini dei test fuori linea del VR sono stati scelti i 5 gruppi fotovoltaici di taglia maggiore come generatori controllabili. Ciascuno di essi può mettere a disposizione energia reattiva nella banda [-Qmax ÷ +Qmax], dove:

$$Q_{max} = P_{max} * \tan [\arccos (0.9)] \quad (1)$$

in accordo alla curva di capability semicircolare limitata della norma CEI 0-16:2012 [7].

Nodo	feeder	Pmax [MW]	Qmax [MVar]
27	Feeder A	1.00	0.48
132	Feeder B	0.50	0.24
8	Feeder A	0.43	0.21
8	Feeder A	0.43	0.21
27	Feeder A	0.40	0.19

Tabella 1 Caratteristiche dei generatori controllabili

Tra le oltre 30 combinazioni esaminate, si riporta come esempio il caso studio relativo ad un giorno estivo caratterizzato da produzione significativa da fonte fotovoltaica.

Come si nota dalla seguente figura (Fig.10), nelle ore centrali della giornata sulla sbarra MT si osserva il

fenomeno del contro-flusso (dalla MT verso l'AT); l'iniezione di potenza attiva determina inoltre significativi innalzamenti di tensione in alcuni nodi della rete, condizione che in campo reale determinerebbe l'attivazione del VR.

L'ottimizzazione è stata condotta sulle 24 h con passo orario, considerando tutte le risorse disponibili (OLTC, potenza reattiva assorbita/erogata dai generatori, potenza attiva/reattiva erogata/assorbita da ESS) e con vincolo di ricarica al 50% per il sistema di accumulo.

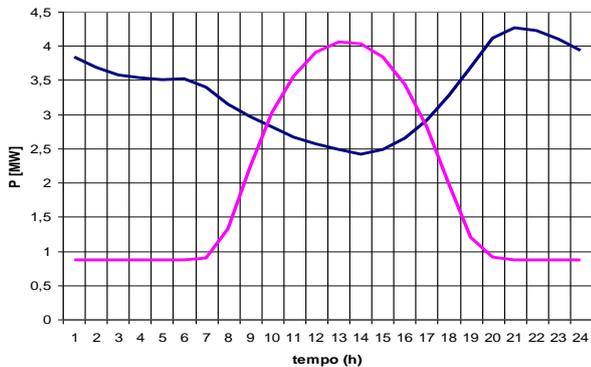


Fig.10 Situazione ante-ottimizzazione
(Profilo blu: carico totale in MT, comprensivo del valore netto da BT; profilo lilla: produzione totale in MT)

Il VR, agendo sulle risorse controllate, risulta in grado di riportare le tensioni ai nodi entro il range stabilito, ottenendo anche una diminuzione delle perdite nel feeder 'B', grazie alla modulazione di potenza reattiva dei generatori, che consente di rifasare.

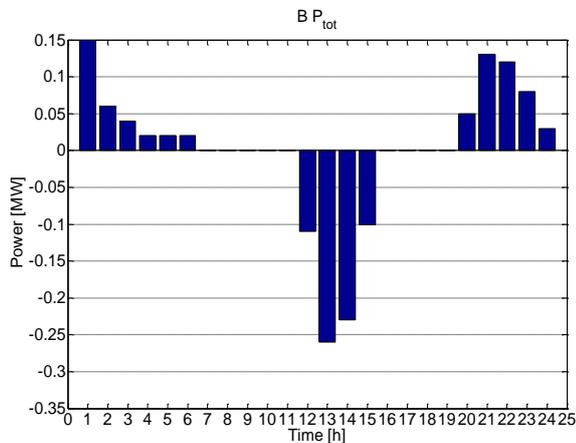


Fig.11 Impiego dell'accumulo nella situazione ottimizzata

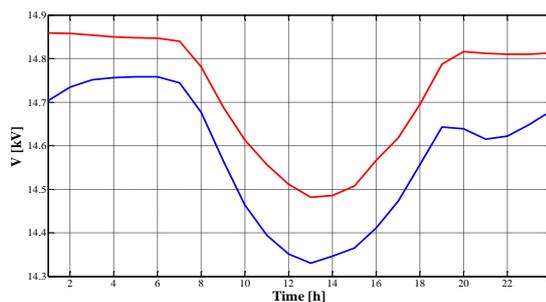


Fig.12 Profili di tensione al nodo 139
(rosso: ante-ottimizzazione; blu: post - ottimizzazione)

CONCLUSIONI

In questa memoria è stato presentato, nei suoi diversi aspetti, il dimostrativo italiano del progetto europeo Grid4EU, approfondendo in dettaglio l'architettura del nuovo sistema di controllo e dell'algoritmo per la regolazione di tensione (VR). Ad oggi i prototipi dei dispositivi innovativi sono tutti in fase di test in laboratorio, così come pure l'algoritmo; entro quest'anno è prevista inoltre l'esecuzione di diverse fasi:

- Completamento test d'integrazione dell'intero sistema in laboratorio;
- Completamento simulazioni in ambiente numerico, statico e dinamico, per evidenziare possibili condizioni critiche e per tarare opportunamente tutti i parametri degli algoritmi;
- Avvio installazione dei sistemi di comunicazione e predisposizione delle opere elettriche e civili per l'installazione del sistema di accumulo ("Storage" - ESS);

A partire dal 2014 si avvierà la fase *deployment* di tutto il sistema e della raccolta dei primi dati dal campo e nel 2015 è previsto un anno di esercizio completo, che renderà disponibili i dati per l'analisi dei risultati di progetto.

BIBLIOGRAFIA

- [1] D. Stein, L. Consiglio, J. Stromsather "Enel's large scale demonstration project inside Grid4EU: the challenge of RES integration in the MV network" (CIRED 2013, Paper 1127, Stockholm 10-13 June 2013)
- [2] A.Berizzi, C.Bovo, M.Merlo, C.Arrigoni, F.Zanellini, I.Rochira "Advanced Functions for DSOs Control Center" (Powertech 2013, Grenoble 16-20 June 2013)
- [3] C.Bovo, M.Merlo, C.Arrigoni, M.Bigoloni, R.Bonera "The InGrid project and the evolution of supervision & control systems for Smart Distribution System management" (AEIT 2013, Mondello 3-4 October 2013)
- [4] A.Berizzi, C.Bovo, M.Merlo, C.Arrigoni, F.Zanellini, I.Rochira "InGrid: Structure and functions for modern distribution control centers" (CIGRE' 2011, Bologna 13-15 September 2011)
- [5] D. Moneta, C. Carlini, M. Belotti, "A Framework for evaluating possible contribution from integration of storage units in a Centralised Voltage Control System for active MV Distribution Networks" (IEEE Intelligent System Application on Power Systems – TSAP –, Hersonissos, Crete, Greece, September 25-28, 2011)
- [6] [D. Moneta, A. Gelmini, C. Carlini, M. Belotti, "Storage units: possible improvements for voltage control of MV distribution networks" (PSCC Power Systems Computation Conference, Stockholm, Sweden, August 22-26, 2011)
- [7] Comitato Elettrotecnico Italiano, norma CEI 0-16:2012, con Errata Corrige maggio 2013, www.ceiweb.it