

Il progetto pilota Smart Grid di ACEA Distribuzione: criteri innovativi nel controllo delle reti elettriche di Media Tensione in presenza di generazione distribuita

Stefano Liotta
Silvio Alessandroni
ACEA Distribuzione Spa

Chiara Michelangeli
Claudio Carlini
RSE Spa

Carlo Arrigoni
Damiano Manocchia
SIEMENS Spa

Acea Distribuzione è una delle utility più importanti a livello nazionale nella distribuzione di elettricità (seconda per numero di utenze connesse); gestisce il servizio di distribuzione dell'energia elettrica ad alta, media e bassa tensione nei Comuni di Roma e Formello, servendo 2,7 milioni di abitanti, con un totale di 70 Cabine Primarie e 13.000 cabine MT/BT.

L'introduzione del concetto di Smart Grid solleva l'assunzione che la produzione di energia sia una prerogativa esclusiva delle centrali in alta tensione e che i flussi energetici sulle reti di distribuzione possano essere considerati unidirezionali (dal nodo di scambio in alta tensione verso i nodi passivi delle utenze in media e bassa tensione). Ciò impone una nuova forma di gestione del sistema elettrico, in cui "l'intelligenza" (ossia funzioni di controllo e dispacciamento dei flussi energetici) non sia più confinata esclusivamente alla rete di trasmissione, deputata a interconnettere i nodi attivi di produzione ai nodi di scambio con le reti di distribuzione sottese (fino a ieri completamente passivi), ma che coinvolga anche i numerosi ed eterogenei nodi delle reti di distribuzione.

ACEA Distribuzione ha implementato la Smart Grid sulla rete di distribuzione della città di Roma seguendo quattro fattori di innovazione:

1. innovazione dei sistemi di controllo e gestione sui nodi periferici della rete;
2. sviluppo di sistemi di elaborazione più potenti e con più funzioni di controllo rispetto al passato;
3. definizione di una infrastruttura di telecomunicazioni per l'interconnessione fra nodi periferici e sistemi centrali aderente alle esigenze della rete elettrica;
4. sicurezza informatica.

Sudette tematiche sono state oggetto di diversi progetti, in particolare del progetto pilota "Smart Grid", in cui è stato possibile implementare e sperimentare tecniche innovative per la gestione attiva delle reti di distribuzione partendo da un progetto pilota finanziato dall'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI) attraverso la delibera 39/10. Tale progetto ha coinvolto, tra gli altri, RSE e SIEMENS.

La metodologia di implementazione ha previsto una fase pilota, sviluppatasi nell'arco di un quadriennio, e ha interessato una rete elettrica già in esercizio nell'area di Malagrotta-Ponte Galeria, coinvolgendo 2 cabine primarie (cabina Raffinerie e cabina Ponte Galeria), 76 cabine secondarie, 69,5 km di linee in media tensione (MT), 4 impianti di produzione di energia elettrica, 6 utenze MT e 1.200 clienti in bassa tensione. Il progetto comprende 4 aree principali di intervento:

1. Automazione evoluta di rete MT;
2. Monitoraggio rete MT e BT;
3. Nuovi criteri di gestione della rete MT;
4. E-car & storage.

L'automazione evoluta di rete MT ha prodotto tre soluzioni alternative per la selezione automatica del tronco guasto: Selettività Logica Palindroma (SLP); Cronometrica; Funzione di Rilevazione dei Guasti (FRG) veloce.

Il monitoraggio della rete MT e BT ha previsto lo sviluppo e l'installazione di una soluzione per la rilevazione in tempo reale delle grandezze elettriche ed ambientali in cabina secondaria e per la trasmissione delle stesse al sistema centrale sia attraverso la consueta connessione su rete pubblica (GSM/GPRS) che attraverso una connessione alternativa su rete privata dedicata (TETRA). È stata inoltre sviluppata una soluzione per il telecontrollo degli interruttori di rete BT.

Il capitolo *e-car & storage* ha previsto la realizzazione di una soluzione replicabile sul territorio urbano di integrazione fra autoproduzione e mobilità sostenibile.

FORUM TELECONTROLLO 2015

Telecontrollo Made In Italy: A Step Forward For A Better Life

Il capitolo *nuovi criteri di gestione della rete MT* rappresenta il primo passo nella direzione dello sviluppo di un sistema di elaborazione centrale più potente e con più funzioni di controllo.

La soluzione SIEMENS si è focalizzata sull'evoluzione del sistema di telecontrollo integrato con una piattaforma di calcoli elettrici on-line.

Le principali innovazioni apportate sul sistema di telecontrollo interessano:

- in INPUT: la gestione ed il trattamento delle nuove misure MT in termini quantitativi e qualitativi;
- in OUTPUT: la gestione dell'invio dei set point di
 - potenza sui generatori,
 - tensione sul tap changer dei trasformatori AT/MT di cabina primaria e trasformatori MT/MT di cabina secondaria;
- per il processo: meccanismi di innesco e governo dei calcoli.

I principali aspetti della piattaforma di calcoli elettrici sono:

- funzionamento on-line (completa integrazione con il sistema di telecontrollo in modo da elaborare in tempo reale tutte le misure e gli stati della rete);
- infrastruttura software aperta che garantisce l'interoperabilità tra più sistemi e la portabilità della topologia di rete dal sistema di telecontrollo STM a sistemi di elaborazione;
- architettura plug in per algoritmi di calcolo e ottimizzazione;
- stima dello stato e regolazione della tensione;
- calcoli di cortocircuito.

L'algoritmo di ottimizzazione, sviluppato da RSE, attraverso l'attribuzione di un "peso" corrispondente a ciascuna azione richiesta alle risorse controllabili, è così in grado di individuare la soluzione che garantisce al tempo stesso rispetto dei vincoli tecnici e riduzione delle perdite. Il controllore centrale, comunicando con gli attuatori corrispondenti a ciascuna risorsa regolabile, impone i setpoint calcolati dall'ottimizzatore.

Le risorse disponibili per la regolazione, in ordine di priorità d'intervento, sono state le seguenti:

- il variatore sotto carico (VSC) del trasformatore di Cabina Primaria;
- la regolazione del variatore locale di tensione (TVR, trasformatore 1:1 ad elementi statici in grado di disaccoppiare a gradino i profili di tensione a monte e a valle), installato lungo la principale dorsale passiva di rete;
- la potenza reattiva della generazione distribuita controllabile (5 gruppi regolabili);
- la potenza attiva della generazione distribuita controllabile – solo in caso di emergenza.

L'attività sperimentale, preceduta da un'estesa fase di verifica in laboratorio, ha mostrato l'efficacia della soluzione adottata, in linea con gli obiettivi iniziali di progetto:

- ottimizzazione dei valori di tensione ai nodi MT;
- ottimizzazione dei flussi di potenza sui singoli rami di rete;
- mantenimento dello stato di funzionamento degli elementi di rete entro i limiti operativi;
- minimizzazione delle perdite di rete;
- modulazione del contro flusso verso la rete trasmissione, per opportuni valori dei pesi associati allo scambio di energia con la rete di Alta Tensione (AT).

L'architettura di controllo centralizzato, realizzata per l'area di Raffinerie, è in grado di garantire, inoltre, completa scalabilità e replicabilità a reti più estese.

Per quanto riguarda il sistema di comunicazione, sono state integrate nuove soluzioni nelle aree prive di infrastrutture o dove queste non erano sufficientemente affidabili. Sono state identificate due diverse tipologie:

- la prima è relativa al sistema di comunicazione verticale, utile al collegamento tra i sistemi centrali e i nodi periferici, con through-put più elevato,
- la seconda riguarda il sistema di comunicazione tra i nodi periferici caratterizzata da tempi di latenza più bassi e contenuto informativo ridotto.

FORUM TELECONTROLLO 2015

Telecontrollo Made In Italy: A Step Forward For A Better Life

Nel caso del sistema di comunicazione “verticale” il protocollo utilizzato è il protocollo IEC 60870-5-101, nel caso invece, del sistema di comunicazione “orizzontale” il protocollo utilizzato è presente nello standard internazionale per le reti e i sistemi di comunicazione delle sottostazioni elettriche (IEC 61850). La sperimentazione ha portato alla scelta di una comunicazione peer-to-peer di tipo multicast, particolarmente indicata per comunicazioni ad alta velocità. Sono stati utilizzati messaggi GSE di tipo GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event), messaggi che prevedono la pubblicazione di un data-set di dati previsto dal protocollo IEC 61850 e che presentano un indirizzo MAC destinatario di tipo multicast.

I risultati positivi ottenuti nel progetto pilota hanno permesso di replicare le azioni di automazione evoluta MT e monitoraggio MT/BT ad aree più estese della città di Roma, con il molteplice obiettivo di:

- validare la replicabilità dei risultati ottenuti su contesti urbani diversi da quello del progetto pilota;
- estendere i benefici attesi in termini di continuità del servizio sulle aree interessate;
- ingegnerizzare le soluzioni sviluppate in termini prototipali nel progetto pilota per permetterne il passaggio definitivo alla fase industriale.

INTRODUZIONE

ACEA Distribuzione ha implementato la Smart Grid sulla rete di distribuzione della città di Roma seguendo quattro fattori di innovazione:

1. evoluzione dei sistemi di controllo e gestione sui nodi periferici della rete;
2. sviluppo di sistemi di elaborazione più potenti e con maggiori funzioni di controllo rispetto al passato;
3. definizione di una infrastruttura di telecomunicazioni dedicata per l'interconnessione fra nodi periferici e sistemi centrali aderente alle nuove esigenze di controllo smart per la rete elettrica;
4. sicurezza informatica.

L'implementazione, attualmente in fase di evoluzione e replica sul territorio, ha preso il via da una prima fase di progetto pilota durata quattro anni che ha interessato una porzione di rete elettrica in esercizio nell'area di Malagrotta-Ponte Galeria, ed ha coinvolto 2 cabine primarie (cabina Raffinerie e cabina Ponte Galeria), 76 cabine secondarie, 69,5 km di linee in media tensione (MT), 4 impianti di produzione di energia elettrica, 6 utenze MT e 1.200 clienti in bassa tensione.

Il progetto si è articolato in 4 principali aree di intervento:

1. Automazione evoluta di rete MT;
2. Monitoraggio rete MT e BT;
3. Nuovi criteri di gestione della rete MT;
4. E-car & storage.

L'automazione evoluta di rete MT ha prodotto tre soluzioni alternative per la selezione automatica del tronco guasto: Selettività Logica Palindroma (SLP), Selettività Cronometrica, Funzione di Rilevazione dei Guasti (FRG) veloce.

Il monitoraggio della rete MT e BT ha previsto lo sviluppo e l'installazione di una soluzione per la rilevazione in tempo reale delle grandezze elettriche ed ambientali in cabina secondaria, che vengono trasmesse al sistema centrale sia attraverso la consueta connessione su rete pubblica (GSM/GPRS) che attraverso una connessione alternativa su rete privata dedicata (TETRA). È stata poi contestualmente sviluppata ed implementata una soluzione per il telecontrollo

degli interruttori di rete BT, chiudendo così, anche sulla bassa tensione l'anello di controllo da remoto.

Il capitolo *e-car & storage* ha previsto la realizzazione di una soluzione replicabile sul territorio urbano di coordinamento sostenibile tra mobilità elettrica ed autoproduzione.

I capitoli successivi rappresentano il primo passo nella direzione dello sviluppo di un sistema di elaborazione centrale più potente e con funzioni di controllo evolute che permettano la gestione ottimizzata dei flussi di potenza e la regolazione dei profili di tensione sulla rete MT del distributore mediante l'interazione coordinata tra attuatori propri ed autoproduttori.

SISTEMA DI TELECONTROLLO E PIATTAFORMA CALCOLI ELETTRICI

In questa sezione verranno illustrate le metodologie, e le tecnologie applicate per avere un sistema di elaborazione centrale più potente e con maggiori funzioni di controllo.

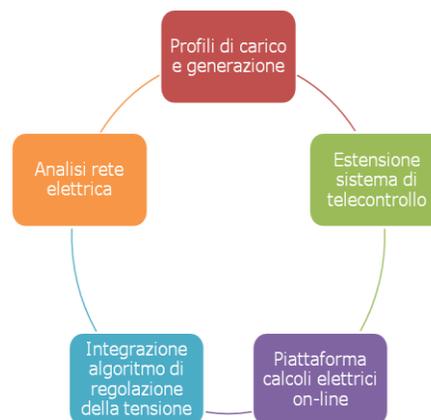


Figura 1 Metodologia e Tecnologia

La prima attività svolta per poter raggiungere l'obiettivo è stata quella di analizzare in maniera approfondita la porzione di rete elettrica oggetto del Progetto 39 al fine di individuarne le particolarità e quindi procedere con un'adeguata messa a punto dei relativi dati elettrici; tali dati hanno riguardato tutti gli elementi costituenti la rete elettrica, a partire dalla Cabina Primaria fino ad arrivare alle linee MT ed alle Cabine Secondarie. Un risultato molto importante di questa prima fase è stato quello di evidenziare, e quindi correggere, tutti i disallineamenti/errori sui vari dati provenienti da sistemi gestionali diversi/disomogenei; i dati elettrici prodotti fanno parte delle configurazioni

fondamentali per il funzionamento della Piattaforma dei Calcoli di Rete.

Immediatamente a valle di questa fase, è stato necessario analizzare tutte le misure in termini di consumi registrati per i singoli clienti o trasformatori per poter quindi creare dei profili di carico e generazione (“standardizzati” per stagione e giorni “tipici”) da poter utilizzare per descrivere in maniera completa il funzionamento stimato di tutti gli elementi costituenti la rete. I profili di carico e generazione sono, insieme ai dati elettrici, un set di dati fondamentale per il funzionamento della Piattaforma dei Calcoli di Rete.

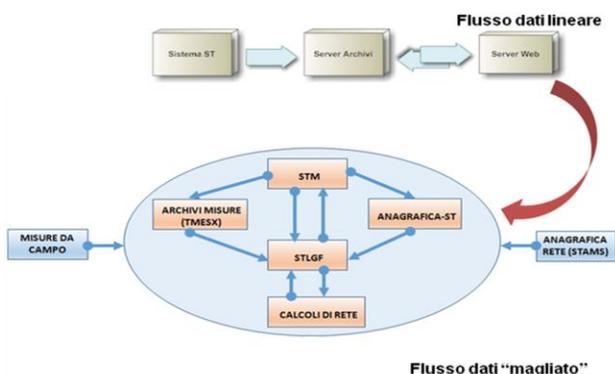


Figura 2 Architettura di sistema e flusso dati

Per poter far funzionare in maniera integrata la Piattaforma dei Calcoli di Rete con il Sistema di Telecontrollo, è stato necessario implementare delle opportune estensioni sul Sistema di Telecontrollo in termini di logiche per l’innesco degli algoritmi (di Stima dello Stato e di regolazione della tensione) e la relativa visualizzazione sugli schemi di direttrice di alcuni dei risultati prodotti dagli algoritmi. I test in campo reale (suddivisi in vari step) hanno poi permesso di mettere a punto alcune ulteriori estensioni sul Sistema di Telecontrollo come l’implementazione di appositi filtri su misure “anomale” acquisite (misure fuori limite o non coerenti tra loro) e la gestione dell’invio automatico in campo dei setpoint calcolati (setpoint per i generatori e per la sbarra MT di Cabina Primaria). I numerosi test svolti in campo hanno inoltre permesso di realizzare diverse ottimizzazioni sia sull’algoritmo di Stima dello Stato che sull’algoritmo di regolazione della tensione e perfezionare l’integrazione di quest’ultimo all’interno dell’infrastruttura software della Piattaforma dei Calcoli di Rete. I test sono stati

svolti concentrando l’analisi prima sui risultati dell’algoritmo di Stima dello Stato della rete (ricostruzione completa del funzionamento della rete elettrica sulla base delle misure di Cabina Primaria e Cabine Secondarie disponibili) poi sul passaggio dati verso l’algoritmo di regolazione della tensione di RSE ed infine sui relativi risultati prodotti (ottimizzazione del funzionamento rete avente come input la ricostruzione effettuata dall’algoritmo di Stima dello Stato).

In sintesi, l’attività svolta ha permesso a SIMENS di sviluppare ed ottimizzare sotto tutti i punti di vista una Piattaforma dei Calcoli di Rete completamente integrata con il proprio Sistema di Telecontrollo portando un notevole valore aggiunto in termini di semplificazione sulle evoluzioni da introdurre nei vari sotto-sistemi (interfacce e logiche sviluppate in maniera sinergica), oltre che per la manutenzione.

La Piattaforma dei Calcoli di Rete, essendo integrata con il Sistema di Telecontrollo, è di tipo Online ed è in grado di seguire in tempo reale l’evoluzione della rete in termini di topologia e di misure. Un altro aspetto fondamentale che si è evidenziato in questa attività, è che la Piattaforma dei Calcoli di Rete ha un’architettura interna di tipo plugin ed è quindi possibile ospitare vari tipi di algoritmi (tra cui per esempio anche algoritmi per i calcoli di cortocircuito, non utilizzati per questa specifica attività) ed integrare semplicemente algoritmi di fornitori terzi (in questo caso l’algoritmo di regolazione della tensione di RSE).

Da un punto di vista più generale e soprattutto in prospettiva, la Piattaforma dei Calcoli di Rete è stata inserita in un’architettura di sistema molto più ampia che prevede l’interazione (a vari livelli) con componenti come STLGF (fornitura dati di previsione per carichi/generatori) e sistemi di anagrafica (STAMS) con la possibilità di ampliare ulteriormente l’architettura di sistema includendo altri componenti per la messa a punto dei dati di input per la Piattaforma dei Calcoli di Rete e per la visualizzazione/elaborazione dei dati prodotti.

L’architettura di controllo centralizzato, realizzata per l’area di Raffinerie, è in grado di garantire la completa scalabilità e, quindi, può essere replicata su reti più estese.

NUOVI CRITERI DI GESTIONE DELLA RETE MT e TEST

L'algoritmo per il controllo di tensione VoCANT (Voltage Controller in Active NeTworks), sviluppato da RSE e implementato all'interno della piattaforma di calcolo, permette di favorire l'integrazione della generazione distribuita mediante una gestione ottimizzata della rete che coinvolge sia risorse di regolazione del Distributore (variante sotto carico - VSC - di Cabina Primaria, variatore locale di tensione - TVR) sia la generazione distribuita. Per ciascuna risorsa di regolazione, l'algoritmo deve conoscere l'area del piano P,Q in cui può richiedere le azioni (capability). L'ottimizzatore tecnico-economico (OPF - Optimal Power Flow) di VoCANT, sulla base della conoscenza della topologia e dello stato attuale della rete, fornito dallo State Estimator, individua la soluzione che minimizza una funzione obiettivo rappresentata dal costo complessivo degli interventi di regolazione; a ciascuna delle risorse dispacciabili viene assegnato un "peso" opportunamente scelto in funzione del beneficio che si intende conseguire:

- riduzione delle perdite;
- modulazione dello scambio di attivo e di reattivo con la rete ad alta tensione (ad es. minimizzazione del controflusso);
- modulazione della priorità di intervento per ciascuna risorsa.

Tali obiettivi sono tra loro interdipendenti ed è perciò necessario individuare valori opportuni dei costi delle varie risorse al fine di determinare quali obiettivi saranno perseguiti nello specifico dall'ottimizzatore. I costi (legati al modello di business ipotizzato per la remunerazione delle risorse) determinano, in condizione di violazione dei vincoli tecnici, l'ordine di intervento delle risorse per la risoluzione del problema mediante l'ottimizzazione dei profili di tensione e dei flussi di potenza, mentre in condizioni di normale esercizio determinano la priorità di utilizzo delle risorse per ridurre le perdite o per regolare lo scambio di P,Q con la rete AT. L'algoritmo consente di stabilire costi differenziati sia per singolo generatore che per periodo temporale.

Un punto di funzionamento è ammissibile solo se soddisfa i vincoli tecnici di esercizio della rete, ovvero:

- limite minimo e massimo di tensione ai nodi;

- limite massimo di correnti nei rami;
- iniezioni e assorbimenti di potenza attiva e reattiva per generatori e carichi controllabili (capability) e per eventuali sistemi di accumulo;

L'ottimizzatore integrato in VoCANT può essere impiegato sia per simulazioni off-line sia in modalità on-line di controllo; ciò consente sia di identificare preventivamente situazioni critiche per la rete per definire possibili soluzioni, sia di calcolare in esercizio i valori di set point per le risorse controllabili.

Nell'ambito del Progetto Pilota di ACEA, le risorse disponibili per la regolazione, in ordine di priorità d'intervento, sono state le seguenti:

- il variatore sotto carico (VSC) del trasformatore di Cabina Primaria;
- la regolazione del variatore locale di tensione (TVR Thyristor Voltage Regulator) installato lungo la linea Malagrotta;
- la potenza reattiva della generazione distribuita controllabile (5 gruppi regolabili del prosumer Giovi), tenendo conto dei limiti di capability forniti dal gestore dell'impianto;
- la potenza attiva della generazione distribuita controllabile - solo in caso di emergenza.

L'impianto di Giovi è un'utenza di tipo misto, costituita da 8 gruppi di generazione, di cui solo 5 coinvolti nel progetto e quindi controllabili, con potenza complessiva in immissione di 7500 kW, e da un carico di taglia rilevante, con potenza disponibile in prelievo di 7000 kW.

L'attività è stata suddivisa in due fasi: test in anello aperto e test in anello chiuso. La prima fase è consistita nella verifica del corretto svolgimento delle varie funzionalità integrate nel sistema di controllo, ovvero l'acquisizione delle misure dal campo, la ricostruzione dello stato elettrico della rete e il calcolo dei parametri di regolazione ottimi, senza però l'invio dei set point agli attuatori in gioco, mentre nella seconda fase è stata data effettiva attuazione dei comandi di regolazione inviati alle risorse coinvolte (VSC, TVR, potenza reattiva dell'impianto di Giovi).

E' stata anche svolta una verifica di funzionalità della regolazione di potenza attiva di Giovi, ma senza effettiva attuazione dei set-point (anello aperto). Nel corso di questo test sono state impiegate come risorse di regolazione il variatore

sotto carico VSC del trasformatore di Cabina Primaria e la potenza attiva e reattiva del generatore di Giovi. L'attuazione congiunta del set-point di tensione di sbarra e del dispacciamento di P e Q del generatore consentirebbe una riduzione delle perdite superiore al 10%. In questo particolare caso si otterrebbe anche l'annullamento del controflusso verso la rete AT, che nelle condizioni iniziali era di entità paragonabile al taglio di P imposto al generatore.

Condizione iniziale			Set-point VR					riduzione perdite
V MT [kV]	P Giovi [kW]	Q Giovi [kvar]	V MT [kV]	P Giovi [kW]	Q Giovi [kvar]	ΔP Giovi [kW]	ΔQ Giovi [kvar]	
20.90	-6500	-3100	20.96	-5458	0	1042	3100	-10.6%

Tabella 1 Regolazione di potenza attiva e reattiva del generatore controllabile di Giovi (convenzione dei carichi)

Le verifiche della funzionalità di dispacciamento della potenza reattiva sono state svolte effettuando anche prove di regolazione in anello chiuso, ovvero con effettiva attuazione dei set-point, sempre con riferimento al generatore controllabile di Giovi.

La sessione di prove si è articolata in due coppie di test:

- test 1a e 1b;
- test 2a e 2b.

Per ciascun test, durante la fase "a", dopo la ricostruzione dello stato di rete sulla base delle misure configurate e dei profili storici, sono stati generati, da parte del controllore di rete, il riferimento di tensione per il VSC di CP e il set-point di potenza reattiva per il gruppo dispacciabile di Giovi, unico poi attuato. A seguito della sua esecuzione, nella fase "b" è stata verificata la nuova regolazione imposta alle risorse disponibili.

Nel test n. 1a il controllore di tensione ha definito un incremento del valore di riferimento per il VSC di CP e della potenza reattiva induttiva immessa dall'impianto di Giovi, con una riduzione delle perdite di rete pari al 2.8%. Durante il test n. 1b, successivo all'attuazione del set-point, è intervenuta una variazione significativa di potenza al punto di scambio dell'impianto di produzione; ciò ha implicato per l'ottimizzatore la correzione del set-point precedente, riducendo la richiesta di immissione di potenza reattiva. In queste nuove condizioni, la riduzione stimata delle perdite è stata del 2% rispetto alla situazione precedente.

Nel test n. 2a il VR ha definito un incremento della tensione di riferimento del VSC e un aumento

dell'immissione di potenza reattiva da parte dell'impianto di Giovi (di entità comparabile con quella del test n. 1), con una riduzione delle perdite stimata intorno al 2.2%. Nel test n. 2b, successivo all'attuazione del set-point, l'ottimizzazione svolta dal VR ha confermato la regolazione precedente, poiché la situazione della rete risultava, per effetto della precedente azione del VR, già ottimale; di conseguenza, l'ulteriore riduzione delle perdite in quest'ultimo passaggio è risultata trascurabile.

	condizione iniziale				set-point VR (vincoli corretti)				riduzione perdite
	V MT [kV]	P GIOVI [kW]	Q GIOVI [kvar]	perdite [kW]	V MT [kV]	P GIOVI [kW]	Q GIOVI [kvar]	perdite [kW]	
TEST N. 1a	20.50	-3580	-748	186.0	20.75	-3580	-2026	180.9	-2.8%
TEST N. 1b	20.50	-3600	-2030	188.1	20.73	-3600	-1371	184.4	-2.0%
TEST N. 2a	20.70	-3650	-750	192.0	20.73	-3650	-2179	187.7	-2.2%
TEST N. 2b	20.80	-3700	-2010	203.2	20.80	-3700	-2179	202.9	-0.1%

Tabella 2 Risultati della prima sessione di test (convenzione dei carichi)

Nella figura seguente sono mostrati i valori di tensione sulla rete a 20 kV ordinati in modo decrescente con riferimento alla situazione iniziale; è possibile osservare l'effetto dell'incremento di produzione di potenza reattiva richiesto all'impianto di Giovi, che determina un innalzamento della tensione corrispondente; si noti, inoltre, che i valori più elevati di tensione non sono relativi alla sbarra MT, ma ai nodi con forte presenza di generazione (e a quelli contigui); in particolare il valore massimo si registra su un nodo vicino alla CP in cui è presente un impianto fotovoltaico di taglia molto elevata (circa 8 MW).

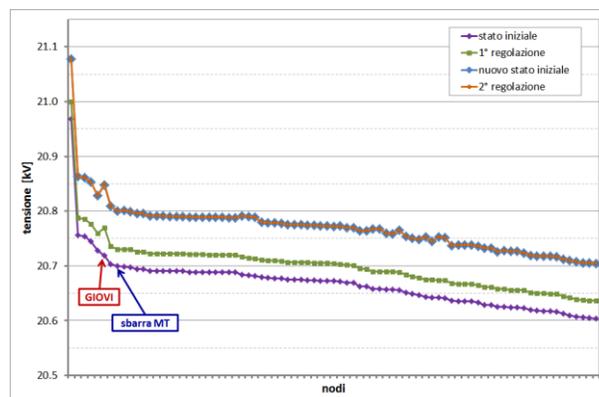


Figura 3 Tensioni iniziali e tensioni finali a seguito dell'attuazione dei set point sulla rete a 20 kV nel corso delle due fasi del test n.2

L'attività svolta nell'ambito del progetto pilota ha coinvolto nelle strategie di controllo anche la

regolazione del variatore di tensione tiristori (TVR) installato lungo la dorsale di Malagrotta. I vantaggi di questo dispositivo risiedono nel fatto che esso consente di disaccoppiare la regolazione del VSC di CP (legata ai flussi di potenza su tutte le linee, alcune delle quali caratterizzate da controflusso) dall'andamento del profilo di tensione della dorsale Malagrotta, puramente passiva.

Durante la sessione di test è stato possibile verificare la reale attuazione dei set point inviati sia al VSC di Cabina Primaria sia al TVR di Malagrotta.

Sono state svolte le seguenti prove:

- Test 3: attuazione del set point sul solo TVR (con il tap changer di CP bloccato);
- Test 4a : attuazione dei set point sul VSC di CP e sul TVR;
- Test 4b: ricalcolo dei set point, per verifica di stabilità della regolazione di cui al test 4a, sul nuovo stato di funzionamento della rete raggiunto a seguito della realizzazione dei valori di tensione imposti sulle sbarre di CP e del TVR.

Al fine di verificare al meglio il corretto funzionamento di VSC e TVR, si è scelto di isolarne l'azione assumendoli come uniche risorse controllabili in rete (escludendo quindi il disaccoppiamento di Giovi).

Il test 4 ha messo in evidenza la corretta chiusura dell'anello di regolazione; il ricalcolo compiuto nella fase 4b ha infatti confermato la situazione ottimizzata ottenuta nel test 4a, con una conseguente variazione di perdite nulla tra i due sotto-casi. Si è osservata una riduzione modesta delle perdite di rete mediante la sola regolazione del dispositivo TVR (test 3), mentre si sono ottenuti risultati più importanti mediante l'azione congiunta del TVR e del VSC di Cabina Primaria (test 4); la riduzione delle perdite è stata tuttavia inferiore a quella prevista, in quanto, da un lato la tensione iniziale sulla sbarra di CP rilevata sulla rete si attestava su un valore già molto vicino a quello realizzabile dal VR senza violare i vincoli imposti, dall'altro si è dimostrata determinante l'assenza di regolazione sul generatore di Giovi, il cui effetto sulle perdite è notevole.

	condizione iniziale		set-point VR		riduzione perdite
	V sbarra MT [kV]	V sbarra TVR [kV]	V sbarra MT [kV]	V sbarra TVR [kV]	
TEST N. 3	20.70	8.47	20.70	8.76	-0.4%
TEST N. 4a	21.20	8.68	21.53	8.82	-1.5%
TEST N. 4b	21.43	8.76	21.43	8.76	0.0%

Tabella 3 Risultati della sessione di test

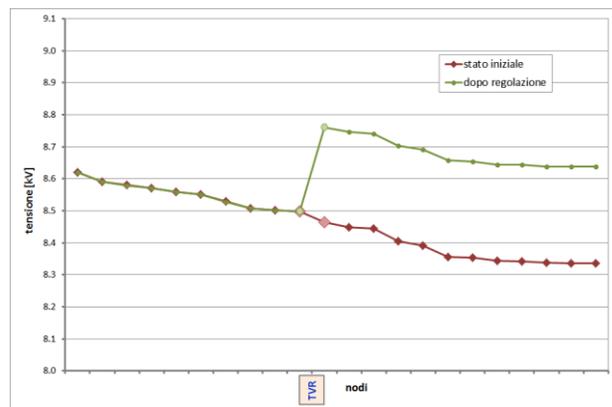


Figura 4 Tensioni iniziali lungo la dorsale a 8.4 kV di Malagrotta e tensioni finali a seguito dell'attuazione dei setpoint sul VSC e sul TVR (sono evidenziate le tensioni al primario e al secondario di quest'ultimo)

Successivamente sono stati svolti ulteriori test sugli apparati VSC e TVR, sempre escludendo dalla regolazione il generatore di Giovi, in particolare si è verificato l'effetto sull'ottimizzazione, e quindi sul set-point del VSC, di una progressiva riduzione del vincolo di tensione massima imposto su tutti i nodi della rete.

	condizione iniziale		set-point VR			riduzione perdite
	V VSC [kV]	V TVR [kV]	V VSC [kV]	V TVR [kV]	V max [%]	
TEST N. 1	20.70	8.39	21.71	9.14	109%	-6.7%
TEST N. 3	20.70	8.38	21.52	9.05	108%	-5.8%
TEST N. 4	20.69	8.39	21.35	8.99	107%	-4.8%
TEST N. 9	20.80	8.44	21.16	8.90	106%	-2.8%
TEST N. 11	21.10	8.56	21.15	8.89		-1.2%

Tabella 4 Risultati della sessione di test

Si osserva che il beneficio sulle perdite tende a diminuire con il progressivo restringimento del vincolo di tensione massima, che limita il campo di variazione applicabile al VSC da parte del regolatore di tensione, influenzando i profili di tutta la rete. Si è riscontrato, tuttavia, che, nel caso della rete di Raffinerie, generalmente la tensione massima non è raggiunta dalla sbarra MT, ma da alcuni nodi con elevata generazione elettricamente vicini alla Cabina Primaria, e dai nodi in prossimità di essi; in

questo senso può risultare efficace una gestione flessibile della rete, grazie alla possibilità, offerta da VoCANT, di definire i limiti di tensione individualmente per ciascun nodo, rilassando eventualmente i vincoli superiori su alcuni nodi critici di generazione e mantenendo nel contempo adeguati margini sui nodi corrispondenti alle cabine MT/BT.

L'architettura di controllo centralizzato realizzata per l'area di Raffinerie è in grado di garantire scalabilità e replicabilità a reti più estese e aventi caratteristiche diverse, sia in termini infrastrutturali che di tipologia e penetrazione della generazione distribuita. I tempi di elaborazione dipendono dalla dimensione della rete e dall'eventuale presenza di un sistema di accumulo, che richiede un'ottimizzazione estesa all'intero orizzonte temporale previsto dal vincolo di stato di carica finale, con un aggravio dell'onere computazionale; è importante, quindi, che la dimensione della porzione di rete coinvolta e i parametri dell'algoritmo (orizzonte e step temporale di ottimizzazione) siano scelti in modo da garantire tempi di elaborazione compatibili con gli istanti di innesco delle azioni di controllo.

CONCLUSIONI

Il progetto SMART GRID ha permesso lo sviluppo di soluzioni e funzionalità quali l'Automazione ed il Monitoraggio che hanno raggiunto già nell'ambito del progetto stesso un grado di maturità tale, da poterne programmare e implementare la replica in esercizio sul resto della rete. Nell'ambito del capitolo dedicato ai *Nuovi Criteri di Gestione della Rete di Media Tensione* è invece necessario proseguire con ulteriori fasi di sperimentazione prima di estenderne l'esercizio su nuove porzioni di rete. Nonostante siano state sviluppate nuove funzionalità specifiche e sia stata predisposta una architettura di sistema che va nella direzione della gestione dei flussi di potenza, e della regolazione della tensione e minimizzazione delle perdite di rete, dovranno essere approfondite tematiche riguardanti per esempio l'interazione distributore prosumer. La capacità del distributore di poter gestire in modo intelligente e sostenibile i flussi di energia immessi dalla periferia, implica necessariamente il dover interagire con il prosumer per regolarne la produzione. In questo contesto saranno cruciali gli sviluppi, sia per gli aspetti

tecnici che contrattuali in merito alle possibilità e modalità di ingaggio del prosumer da parte del distributore. Inoltre dovranno essere affrontate le criticità relative all'affidabilità ed alle performance dell'infrastruttura di telecomunicazione al servizio della smart grid, che risulta cruciale sia per la comunicazione verticale tra i nodi periferici della rete ed il sistema centrale, sia per la comunicazione orizzontale finalizzata ad interconnettere i nodi periferici nell'implementazione di soluzioni ad intelligenza distribuita.

Per migliorare la capacità di gestione della generazione distribuita da fonti rinnovabile non programmabile, sarà altresì cruciale inserire nel sistema di controllo regolazione e ottimizzazione, l'interazione con sistemi di accumulo ed altri potenziali attuatori (variatori sotto carico dei trasformatori MT/BT, sistemi di cogenerazione).