

Progetto pilota Smart Grid DEVAL: CP Villeneuve

Andrea Bianchin – DEVAL

Davide Falabretti, Marco Merlo – Politecnico di Milano, Dipartimento di Energia

La proprietà intellettuale del presente documento allegato è di Deval S.p.A.

Sono vietate riproduzione non espressamente autorizzate o copie parziali del testo.

Qualunque eventuale modifica al testo o riduzione di sintesi deve essere sottoposta alla preventiva autorizzazione di Deval SpA.

1 INTRODUZIONE

Il forte aumento della Generazione Diffusa (GD) nel sistema elettrico, in particolare nelle reti di distribuzione in media e bassa tensione, impone un ripensamento delle modalità di protezione, gestione e regolazione di tali reti, che devono passare da “passive” ad “attive”. A livello internazionale la direzione di evoluzione è identificata con il termine *Smart Grid*, sottintendendo strutture e procedure operative fortemente innovative che, oltre a mantenere un elevato livello di sicurezza e affidabilità dell'intero sistema, siano anche in grado di far fronte ai numerosi problemi legati alla gestione della GD, alle possibilità di controllo del carico da parte del sistema, alla promozione della efficienza energetica e ad un maggiore coinvolgimento degli Utenti finali, attivi e passivi, in relazione al mercato elettrico.

In questi anni, si sono diffuse moltissime iniziative relative alle *Smart Grid*, quasi tutte, però, in ambito di ricerca, o, al più, di ricerca applicata.

Attualmente è invece opinione diffusa che un reale progresso nella direzione delle reti del futuro possa iniziare soltanto mettendo in campo iniziative che coinvolgano reti reali, con Clienti finali e Utenti attivi, in modo da validare nel concreto le soluzioni sinora studiate a livello teorico e in laboratorio. Si tratta quindi di entrare in una fase di “field test”, se non di vero e proprio “deployment” (seppure, come ovvio, su scala ridotta).

In Italia il primo passo concreto in questa direzione è stato compiuto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG). Con la Delibera ARG/elt 39/10, il regolatore italiano ha scelto di spingere per lo sviluppo delle *Smart Grid*, proponendo ai Distributori (Distribution System Operator, DSO) una specifica struttura incentivante per lo sviluppo di progetti innovativi volti a rendere più flessibili e “intelligenti” le reti di distribuzione MT, favorendo la diffusione della produzione da FER (Fonti di Energia Rinnovabili) e l'uso efficiente delle risorse. Questi primi progetti pilota hanno l'obiettivo di tracciare la via per uno sviluppo sistemico di un modello funzionale ed efficiente di *Smart Grid* per il sistema italiano.

Il Progetto *Smart Grid* presentato da DEVAL nell'ambito dei progetti pilota Del. ARG/elt 39/10, ammesso al trattamento incentivante l'8 febbraio 2011 con Del. ARG/elt 12/11, rappresenta quindi una dimostrazione in campo di *Smart Grid* ed è finalizzato alla ristrutturazione di una specifica rete elettrica attraverso tecnologie innovative che consentano, una volta implementate, una gestione attiva della rete, con particolare attenzione alle esigenze di standardizzazione e unificazione nonché alla minimizzazione dei costi. In particolare, il Progetto prevede investimenti da realizzare sulla Cabina Primaria (in seguito, CP) di Villeneuve (AO) (Figura 1) e sulla rete da essa alimentata, nonché sullo SCADA presente presso il centro operativo DEVAL a cui fa capo la CP in questione, coinvolgendo gli Utenti attivi e passivi ad essa collegati.

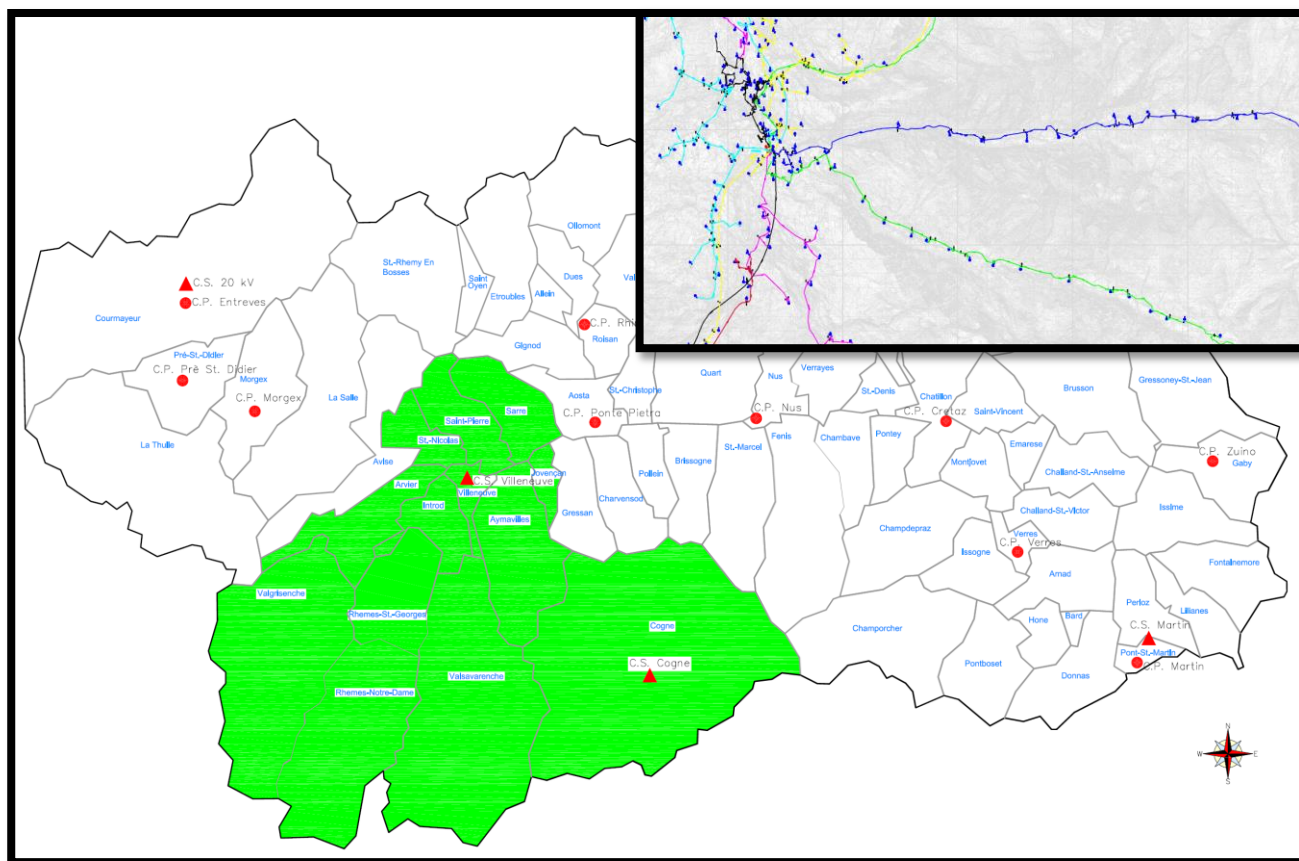


Figura 1. CP Villeneuve, area territoriale servita e dettaglio della topologia di rete.

2 IL TERRITORIO IN ANALISI E LO STATUS QUO DA CUI SI È SVILUPPATO IL PROGETTO

Le caratteristiche orografiche della Valle d'Aosta richiedono una serie di analisi preliminari, necessaria a contestualizzare opportunamente lo sviluppo delle *Smart Grid* nello specifico scenario in esame. La bassa densità abitativa, da un lato, e le difficoltà di sviluppo della rete (sia questa la rete di potenza, o di telecomunicazioni), dall'altro, portano ad identificare un contesto atipico nel quadro nazionale, nonché particolarmente critico (sia economicamente che tecnicamente) in termini di sviluppo sistemico delle soluzioni elaborate. Il progetto *Smart Grid* si inserisce in questo ambito e mira, principalmente, a ricercare un migliore sfruttamento delle risorse rinnovabili (largamente disponibili sul territorio), coordinando fra loro i vari attori coinvolti.

La scelta della CP di Villeneuve quale sede del Progetto è motivata, oltre che dalle caratteristiche peculiari del territorio (coinvolgimento del parco naturale del Gran Paradiso), dalla considerevole quantità di GD che essa si trova ad ospitare, che fa sì che la rete in oggetto presenti caratteristiche di “inversione di flusso” molto importanti e, conseguentemente, potenziali criticità nella gestione delle FER: per quasi la metà delle ore/anno (48.7%), infatti, il flusso di potenza circola dalla rete di distribuzione verso quella di trasmissione; contrariamente a quanto comunemente accade in scenari di rete passivi o con ridotto apporto da FER. Tale contesto risulta di rilevante interesse al fine di implementare soluzioni in cui, accoppiando alla tradizionale rete elettrica degli opportuni vettori di comunicazione e delle innovative soluzioni di monitoraggio, si realizzi una gestione avanzata del sistema elettrico, valutando l'efficacia delle varie soluzioni e quantificandone le prestazioni. In particolare, relativamente alle connessioni in MT, gli impianti sottesi alla CP Villeneuve sono tutti di natura idroelettrica.

A livello di sistemi di protezione, monitoraggio e automazione di rete, lo stato di fatto della rete MT di distribuzione DEVAL prima dell'implementazione del Progetto evidenzia una notevole similitudine con gli standard, di progettazione e di esercizio, ENEL. Tale similitudine è conseguente alla storia passata di DEVAL, che nasce proprio (2001) come società partecipata al 51% da ENEL, per poi confluire nel gruppo CVA (2011).

Nell'assetto originario della rete elettrica, non era presente alcun sistema di protezione evoluto né un sistema di monitoraggio e regolazione della tensione sui siti di generazione: la tensione di sbarra dei generatori variava a seconda del setpoint definito in Cabina Primaria, del livello di carico delle linee, nonché del livello di produzione degli Utenti attivi collegati. Questo aspetto riveste una notevole criticità, se si pensa che una delle principali limitazioni tecniche delle reti di distribuzione attuali all'accoglimento delle FER è proprio data dalle variazioni lente di tensione, cioè dalla sopraelevazione di tensione che la GD provoca (tipicamente in condizioni di flusso inverso) lungo le linee MT.

Nella configurazione originaria di rete erano inoltre già presenti sistemi di automazione di CP, nonché (parzialmente) di rete MT. Nel dettaglio, la rete MT Deval è dotata delle cosiddette richiusure automatiche, ovvero sistemi in grado di richiudere l'interruttore di partenza della linea MT a seguito di un'apertura su guasto. Il funzionamento tipico di questi sistemi di richiusura prevede un ciclo di attesa da qualche centinaio di millisecondi a qualche decina di secondi a seguito di un'apertura su guasto¹; dopo questa attesa l'interruttore è richiuso e la tensione rilanciata lungo la linea. Questo sistema di richiusura automatica è stato concepito nella visione di una rete sottesa puramente passiva. In questo caso, infatti, le utenze sono rialimentate e percepiscono soltanto un'interruzione transitoria per il tempo necessario alla richiusura. Con la presenza di GD lungo le linee MT bisogna evitare che la richiusura avvenga quando lungo la linea sono ancora connessi generatori; in questo caso si avrebbe, infatti, un parallelo pericoloso per le macchine².

Altri problemi, legati alla gestione dei sistemi di automazione di rete, si possono presentare quando uno o più impianti di GD continuano ad alimentare una porzione della rete di distribuzione dopo la disconnessione della stessa porzione dal resto del sistema elettrico (isola indesiderata³), oppure quando il generatore, in caso di guasto sulla linea MT alla quale è connesso, continui ad alimentare il guasto stesso, rendendo vana la richiusura (richiusura negativa).

Oltre alle problematiche di natura locale (MT e BT) descritte sopra, la GD causa anche criticità a livello di sistema complessivo: essa infatti aumenta, ad esempio, le probabilità di blackout (distacco della generazione durante perturbazioni in rete) e riduce la prevedibilità/programmabilità dei flussi energetici sulla rete medesima.

Il superamento di tali criticità è un passo imprescindibile per aumentare la capacità di accoglimento delle FER delle reti attuali (la cosiddetta *Hosting Capacity*: HC). Si sottolinea come la massimizzazione della HC abbia una valenza sistemica ed economica di grandissima importanza: equipaggiando le reti con apparati di automazione innovativi (*Smart Grid*), diviene possibile sfruttare le infrastrutture esistenti (reti concepite per servire il carico) per nuove finalità (connessione di GD).

¹ In funzione della tipologia del guasto e della sua natura permanente o temporanea; solo in caso di guasto monofase a terra gli Utenti sani a monte del guasto, in alcuni casi, possono non subire alcuna interruzione.

² Una simile condizione si è dimostrata critica, in passato, per i generatori rotanti, che costituiscono la tipologia di macchine elettriche più frequentemente installata sulla rete DEVAL.

³ Le conseguenze negative dell'isola indesiderata sono note in letteratura: per gli scopi del Progetto, si rileva che una simile condizione mette a rischio il funzionamento dei sistemi di riconoscimento del tronco guasto e riconfigurazione della rete, con conseguenze negative sulla continuità del servizio.

3 SINTESI DEL PROGETTO

Il Progetto Deval prevede lo sviluppo e l'installazione di un sistema di monitoraggio, controllo, regolazione e protezione nella CP di Villeneuve (lato AT e MT), nelle cabine secondarie, nelle cabine di consegna, siano esse asservite a Utenti di rete passivi o a siti di GD, al fine di incrementare la capacità di accogliere nuova GD, nonché l'affidabilità tecnica, in termini di disponibilità e continuità del servizio fornito, la stabilità dell'alimentazione, attraverso il contenimento delle cadute di tensione sulle linee, e l'efficienza nel servizio di distribuzione. Un opportuno scambio di segnali con Terna consentirà anche di estendere la controllabilità della GD da parte di Terna stessa. Verrà inoltre previsto un sistema di scambio di segnali con l'infrastruttura di gestione delle auto elettriche, per l'abilitazione al funzionamento delle colonnine, al fine di consentire la ricarica, o di coordinare i cicli di ricarica, in accordo con i sistemi di produzione da FER e con lo stato della rete stessa.

Le funzioni che si propongono nell'ambito del Progetto sono di seguito elencate:

- gestione dei guasti evoluta con l'obiettivo di prevenire fenomeni indesiderati (es. isola non intenzionale) e di migliorare la continuità del servizio, mediante funzioni di ricerca guasto lungo linea (introduzione di Fault Passage Indicators, dotati di funzionalità di misura, associati ad interruttori presso le cabine di consegna e cabine secondarie);
- teledistacco degli impianti di Generazione Diffusa (apertura del Sistema di Protezione di Interfaccia) attraverso un segnale di telescatto inviato dalle protezioni di linea;
- regolazione innovativa della tensione, mediante modulazione della potenza reattiva immessa da parte di ciascuna unità di GD, con l'obiettivo di incrementare la raccolta di FER, di migliorare la qualità della tensione e l'efficienza della rete di distribuzione MT;
- limitazione/modulazione della potenza attiva immessa da parte di ciascuna unità di GD, sia in condizioni di emergenza che in condizioni di esercizio critico (ad es., in condizioni di manutenzione di una linea, veicolando la generazione e/o il carico presente lungo un feeder differente);
- monitoraggio/controllo delle iniezioni da GD per fornire dati differenziati (GD; carico) e possibilità di regolazione a Terna, con scambio di segnali/comandi verso/da Terna, finalizzati a un migliore controllo della rete di trasmissione;
- abilitazione di colonnine di ricarica degli autoveicoli nell'ottica di una gestione ottimizzata del carico.

Nel seguito si descrivono le principali funzioni “smart” in fase di implementazione e test all'interno del Progetto.

Gestione dei guasti evoluta

In relazione alla gestione dei guasti sulla rete, l'architettura *Smart Grid* proposta mira ad ottimizzare i tempi di intervento necessari a individuare e isolare la sezione di rete affetta da guasto. Gli elementi cardinali dell'architettura sono il controllo del campo (IMS lungo linea), una rete di comunicazione ad elevata velocità, i processi di automazione e un protocollo di comunicazione che preveda messaggi spontanei ad elevata velocità in protocollo IEC 61850 fra gli apparati lungo-linea e lo SCADA in CP.

In caso di evento di guasto sulla rete, gli apparati affacciati su ciascun tronco di linea confrontano le reciproche condizioni (passaggio della corrente di guasto rilevato/non rilevato): in caso di condizioni discordi è ordinata l'apertura degli organi di manovra di afferenza (tronco guasto).

La logica di gestione dei guasti opera in maniera diversificata a seconda della tipologia di evento in esame. Nel dettaglio, in caso di cortocircuito si applica la logica di Figura 2:

1. al presentarsi del guasto, è avviato il ciclo di richiusura dell'interruttore di linea;
2. se il guasto permane dopo la 1° richiusura (richiusura rapida), sulla base delle misure acquisite (passaggio corrente di cortocircuito) e delle informazioni sulla topologia di rete, una specifica procedura procede a sezionare il tronco di linea guasto tramite l'apertura degli IMS immediatamente a monte e a valle;
3. la 2° richiusura (richiusura lenta) ha esito positivo e rialimenta la porzione di linea a monte della sezione affetta da guasto;
4. l'operatore può procedere alla contro-alimentazione delle tratte di linea sane a valle del tronco isolato.

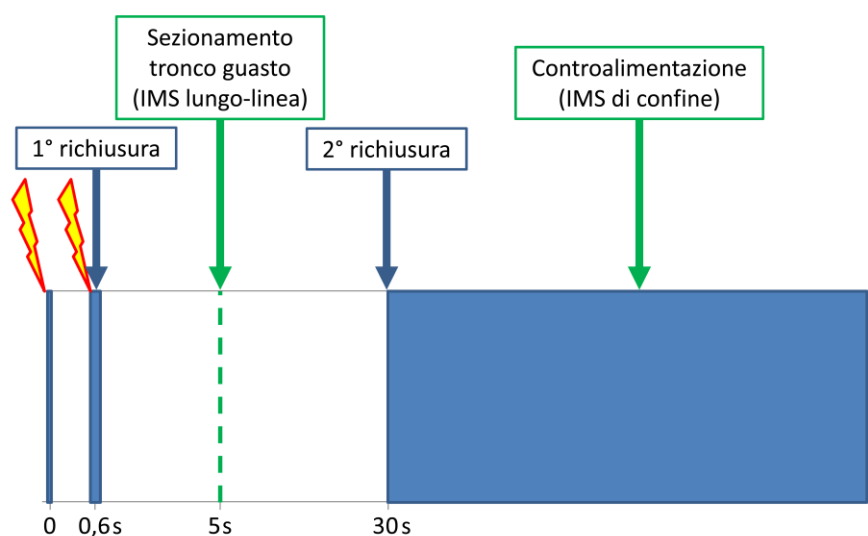


Figura 2. Logica di ricerca e isolamento del tronco guasto su cortocircuito
(in blu è riportato lo stato aperto/chiuso dell'interruttore in CP e in verde le manovre degli IMS sulla linea).

Similmente, in caso di guasto monofase a terra, sfruttando la messa a terra con neutro compensato recentemente realizzata presso la CP Villeneuve, è possibile attuare la sequenza di azioni in Figura 3:

1. l'interruttore di linea rimane chiuso, evitando interruzioni del servizio per gli Utenti sottesi;
2. sulla base delle misure acquisite (passaggio corrente di guasto) e delle informazioni sulla topologia di rete, il tronco di linea guasto è sezionato con l'apertura degli IMS immediatamente a monte e a valle;
3. l'operatore può procedere alla contro-alimentazione delle tratte di linea sane a valle del tronco isolato.

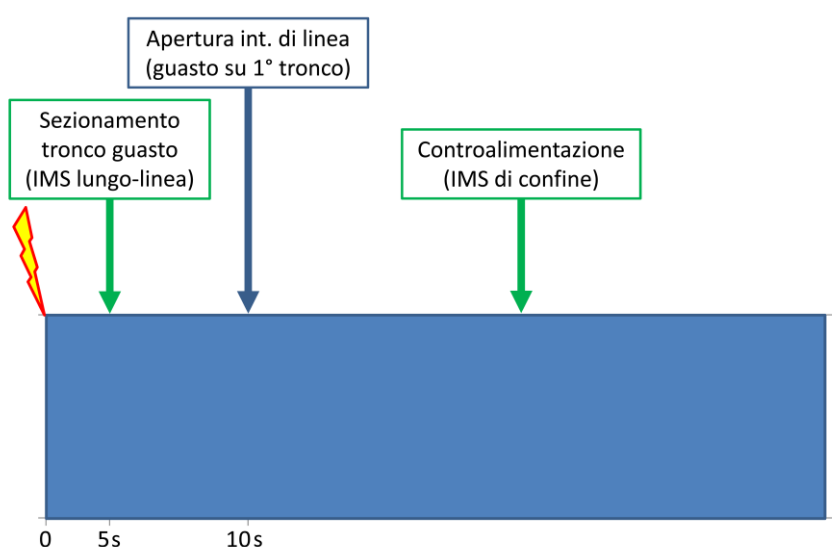


Figura 3. Logica di ricerca e isolamento del tronco guasto su guasto monofase
(in blu è riportato lo stato aperto/chiuso dell'interruttore in CP e in verde le manovre degli IMS sulla linea).

Automazione di rete e incremento dell'affidabilità del SPI mediante telescatto

In presenza di Utenti attivi, un messaggio di telescatto è necessario per superare i limiti dell'attuale sistema di protezione d'interfaccia, al fine di evitare l'insorgere del fenomeno dell'islanding (problema locale) e degli scatti intempestivi a seguito di perturbazioni sul sistema di trasmissione (problema di sistema). Nell'ambito del Progetto si prevede l'invio, in caso di intervento di un Sistema di Protezione di Linea (SPL) (sia esso ubicato in CP o lungo-linea), di un segnale di telescatto alle protezioni di interfaccia della GD sottesa (SPI in Figura 4).

In particolare, a seguito delle recenti evoluzioni tecnico-normative, si è deciso di implementare nel Progetto una strategia di funzionamento del SPI che operi sia su logiche locali che su segnali provenienti da remoto (CEI 0-16; CEI 0-21). Quando in CP si determina l'apertura dell'interruttore MT della linea di connessione oppure la perdita della connessione alla rete AT, in presenza di

comunicazione il sistema agirà in funzione delle informazioni provenienti da remoto (dalla Logica di Cabina Primaria) finalizzate allo scatto diretto del SPI (telescatto). Il sistema è però progettato secondo logiche di resilienza tali da garantire un corretto funzionamento anche in assenza del canale di comunicazione, implementando tecniche per la discriminazione degli eventi locali rispetto agli eventi di sistema basate sul rilievo di informazioni legate alla tensione (abilitazione delle soglie restrittive, 49.7 – 50.3 Hz, in luogo di quelle permissive, 47.5 – 51.5 Hz, mediante logica a sblocco voltmetrico).

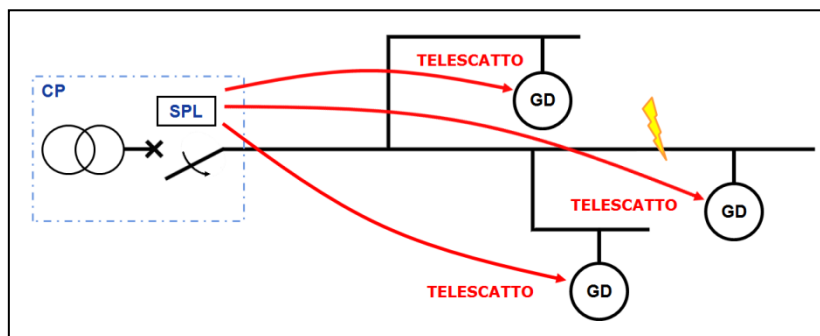


Figura 4. Invio del segnale di telescatto dal Sistema di Protezione di Linea (SPL) in CP alla GD sottesa.

Regolazione della tensione sulla rete MT

Al fine di evitare alterazioni del profilo di tensione della rete di distribuzione oltre i limiti consentiti dalla normativa (CEI EN 50160), nel Progetto è proposto un coordinamento delle risorse reattive distribuite.

Nel dettaglio, la struttura di regolazione prevista è di tipo gerarchico, così da massimizzarne la robustezza. A livello di complessiva CP, la prima risorsa di regolazione è costituita dal Tap Changer in Cabina Primaria, gestito sia rispetto alle esigenze dei feeder attivi direttamente coinvolti nel Progetto (Rhêmes e Thumel), sia rispetto a quelle dei feeder passivi. Sulle linee a cui sono connessi Utenti attivi interfacciati con l'architettura *Smart Grid*, una seconda logica andrà poi a regolare la produzione di potenza reattiva a livello di singola unità di produzione. In tale ottica, il DMS (Distribution Management System) in fase di sviluppo sarà dotato di opportuni algoritmi per la definizione del setpoint “ottimo”, calcolato rispetto ad un approccio multi-obiettivo volto a:

- minimizzare le perdite sulla rete;
- aumentare la Hosting Capacity;
- controllare il transito di potenza reattiva in CP;
- coordinare le risorse a seguito di eventuali richieste del TSO (Transmission System Operator);
- “regolarizzare” i profili di tensione sulla rete.

Il setpoint calcolato verrà inviato in tempo reale agli Utenti attivi, agendo da riferimento per i regolatori di tensione/potenza reattiva dei generatori MT.

Limitazione/regolazione in emergenza della potenza attiva

In particolari condizioni di rete è di interesse poter modulare/limitare la potenza attiva iniettata da ciascun impianto di GD, e/o poterne comandare il distacco forzato. Nella fattispecie del Progetto in analisi la modulazione della potenza attiva erogata dalle utenze attive è di interesse in ragione della possibilità di riconfigurare la rete rispetto a vincoli esterni (manutenzione ordinaria, manutenzione straordinaria, guasti). La riconfigurazione della rete consente un miglior sfruttamento della GD in ragione della possibilità di monitorare (sia in condizioni ordinarie sia, appunto, in assetto modificato) eventuali sovraccarichi e/o alterazioni nei profili di tensione.

Nello specifico, il Progetto prevede l'installazione di un trasformatore 15/20 kV fra i due feeder siti lungo la Val di Rhêmes (linea Rhêmes, preposta al servizio di distribuzione elettrica sul territorio ed esercita a 15 kV, e linea Thumel, preposta a raccogliere la potenza della omonima centrale ed esercita a 20 kV). In caso di disservizio o indisponibilità di uno dei due feeder, il trasformatore verrà utilizzato al fine di massimizzare la continuità del servizio, andando a contro-alimentare la porzione di rete non soggetta a manutenzione/guasto e limitando al contempo le Utenze attive al massimo valore di produzione ammissibile nel nuovo assetto di rete.

Più in generale, ossia per le unità di GD non coinvolte nel sistema di contro-alimentazione, pure si applicano le esigenze di coordinamento delle iniezioni di potenza attiva. Anche in questo caso verrà implementata e testata una logica di funzionamento basata sugli ultimi aggiornamenti tecnico-normativi: questa logica prevede una regolazione di tipo locale (basata su misure di tensione e frequenza) e, in presenza del sistema di comunicazione, una regolazione da segnale esterno proveniente dal Centro Operativo DEVAL. Inoltre, i segnali, trasmessi alle unità di GD dal Distributore, potranno essere legati a richieste da parte del TSO.

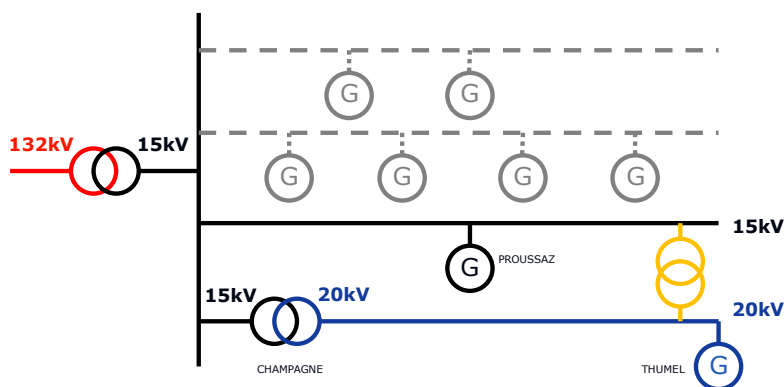


Figura 5. Dettaglio di rete circa l'installazione di un trasformatore 15/20 kV per la contro-alimentazione della rete MT in val di Rhêmes.

Monitoraggio in tempo reale del carico e della Generazione Diffusa ai fini del controllo del Sistema Elettrico Nazionale

Nell'ambito del Progetto verrà attivata una interfaccia specifica verso Terna al fine del monitoraggio della rete di Distribuzione.

La possibilità di effettuare il monitoraggio della GD sottesa alla CP Villeneuve è congruente con quanto richiesto dall'Allegato A70 di Terna, cap. 6, dove si specifica che il controllo del Sistema Elettrico Nazionale presuppone la fedele conoscenza della GD in MT e BT sia in fase pianificazione che in tempo reale; che pertanto risultano necessari al Gestore di rete, per ogni CP (attraverso il sistema SCADA), sia i dati previsionali sia le telemisure in tempo reale della potenza attiva e reattiva, differenziata per aggregato (carico, generazione differenziata per fonte, totale di cabina).

A tal fine, il sistema proposto consentirà di monitorare in tempo reale alcuni parametri caratteristici della Generazione Diffusa e del carico connessi alla CP Villeneuve. Il sistema costituisce, oltre che un'efficace interfaccia con il TSO utile per garantire lo scambio di tutte le informazioni necessarie per il funzionamento in sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale, anche un utile strumento per mettere DEVAL in condizione di gestire efficacemente la propria rete anche con elevata penetrazione da FER, nella prospettiva di un futuro dispacciamento locale da effettuarsi a cura del Distributore stesso.

Gestione delle colonnine ricarica per le auto elettriche

Il Progetto prevede l'implementazione e la gestione di una innovativa infrastruttura di ricarica per veicoli elettrici. In particolare, l'infrastruttura sarà realizzata con colonnine per esterno installate in aree private, dotate di un sistema centrale di gestione dati per la fatturazione dei consumi: le tecnologie adottate e le soluzioni implementate prevedono il riconoscimento e l'autorizzazione dei Clienti, nonché il relativo addebito dei consumi energetici, consentendo inoltre al Cliente di poter usufruire in futuro di eventuali tariffe dedicate. L'infrastruttura prevede, inoltre, la gestione automatica della fase di riconoscimento/autenticazione, delle procedure di billing, del profilo di ricarica (anche in funzione delle tariffe e della disponibilità della rete).

Inoltre, la struttura di ricarica per i veicoli elettrici sarà utilizzata in modo coordinato con la rete elettrica così da ottimizzare la gestione dell'energia e i profili di carico.

Nell'ambito del Progetto sono in fase di realizzazione 18 stazioni di ricarica integrate in infrastrutture a pensilina dotate di pannelli fotovoltaici (Figura 6), site nei comuni di Cogne, Valsavarenche, Rhêmes-Saint-Georges, Rhêmes-Notre-Dames, Introd, Villeneuve, e Aymavilles. Tali apparati saranno resi disponibili alla Fondazione du Grand Paradis (grazie ad un accordo di

cooperazione con DEVAL) per la ricarica della loro flotta di 2 auto elettriche, 16 scooter elettrici e 52 biciclette elettriche.

Il centro di controllo per la mobilità elettrica sviluppato nell'ambito del progetto *Smart Grid* e l'esperienza maturata, da rileggersi sia in termini tecnici che in termini di confronto cooperativo con il territorio e le autorità, sono stati valorizzati in una iniziativa successiva al progetto *Smart Grid*, denominata *Strade Verdi*.



Figura 6. Infrastruttura di ricarica per auto, scooter e biciclette elettriche.

Attraverso la predisposizione di una rete di colonnine di ricarica pubblica sull'intero territorio valdostano (con riferimento alle principali arterie della rete stradale, cfr. Figura 7), la realizzazione di stazioni di ricarica privata e l'impiego di veicoli elettrici, in questo progetto DEVAL si propone come soggetto attuatore e garante di standard che rendano fruibile la rete, integrandola rispetto a quella che si sta sviluppando a livello nazionale attraverso i progetti dei diversi Distributori.

La definizione, da parte della Regione, di politiche premianti in termini di accesso e circolazione per i veicoli elettrici, lo studio di progetti di car sharing e van sharing a scopo turistico da effettuarsi con veicoli elettrici, le attività di sensibilizzazione ed informazione, l'impegno a promuovere l'adozione di veicoli elettrici nelle flotte sia private che pubbliche, rappresentano un valore aggiunto del Progetto.

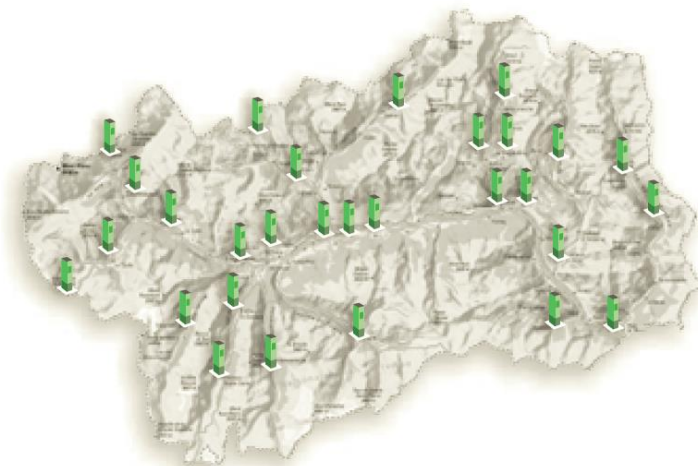


Figura 7. Dettaglio della dislocazione geografica dei punti per la ricarica elettrica previsti nella prima fase del progetto *Strade Verdi*.



Figura 8. Furgone elettrico DEVAL e prima colonnina pubblica di ricarica, attivata nell'ambito del progetto *Strade Verdi*.

4 ARCHITETTURA GENERALE DEL PROGETTO

L'architettura *Smart Grid* proposta nel Progetto DEVAL è articolata su tre livelli funzionali (Figura 9):

- 1) livello Cabina Primaria (CP), in cui sono implementati gli apparati di monitoraggio e regolazione centralizzati, finalizzati alla raccolta di tutte le informazioni provenienti dalle protezioni di linea e dai sistemi di protezione, monitoraggio e regolazione della GD, nonché a realizzare l'interfaccia per i segnali di controllo e regolazione inviati da parte di Terna;
- 2) livello Cabina Secondaria (CS) e Cabina di Consegna (CCO), che include i sistemi di ricerca guasto innovativi in grado di scambiare informazioni con gli apparati in CP e i sistemi di protezione della GD, e i misuratori in tempo reale dei transiti di potenza e le tensioni lungo-linea;
- 3) livello Utente (attivo), che comprende il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI) atto a ricevere il segnale di telescatto dalla Cabina Primaria e l'interfaccia verso i regolatori di potenza, attiva e reattiva, della GD.

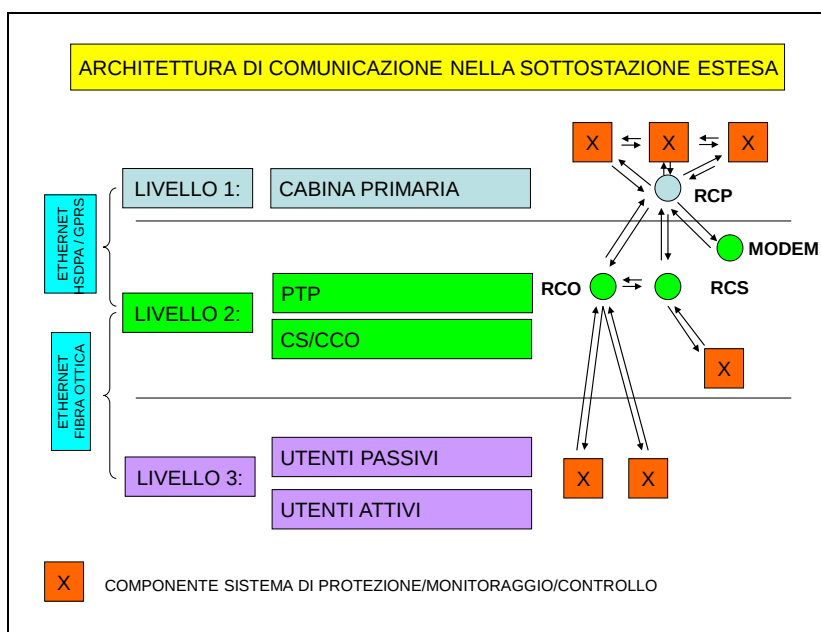


Figura 9. Schema dell'architettura *Smart Grid* proposta da Deval.

A valle della fase di progettazione svolta in stretta cooperazione con la società selezionata per la fornitura della complessiva architettura *Smart Grid* (SELTA S.p.a.), è stato definito il dettaglio degli apparati da installarsi presso ciascun sito della sperimentazione.

Il dettaglio delle funzionalità implementate al Livello 1 (Cabina Primaria) dell'architettura *Smart Grid* è riportato nel seguito:

- gestione del segnale di telescatto verso la GD attraverso le protezioni innovative funzionanti con protocollo IEC 61850;

- interfacciamento, tramite protocollo IEC 61850, dei dispositivi innovativi presenti in CP (protezioni di linea, protezione e regolatore di tensione del trasformatore lato MT, elaboratori distribuiti);
- interfacciamento, tramite protocollo IEC 61850, dei dispositivi innovativi presenti nelle cabine secondarie (UP) e presso gli Utenti attivi (UP e SPI);
- realizzazione del controllo e monitoraggio delle linee “smart”;
- implementazione della postazione operatore locale e remota per la visualizzazione delle informazioni acquisite/imposte alle linee “smart”;
- esecuzione dell’algoritmo di regolazione della tensione;
- acquisizione delle misure di tensione e corrente in CP e calcolo del valore della potenza che transita lungo le direttrici, evidenziando carico ed energia prodotta suddivisa per tipologia;
- sincronizzazione oraria NTP con tutte le apparecchiature presenti sulla WAN 61850.

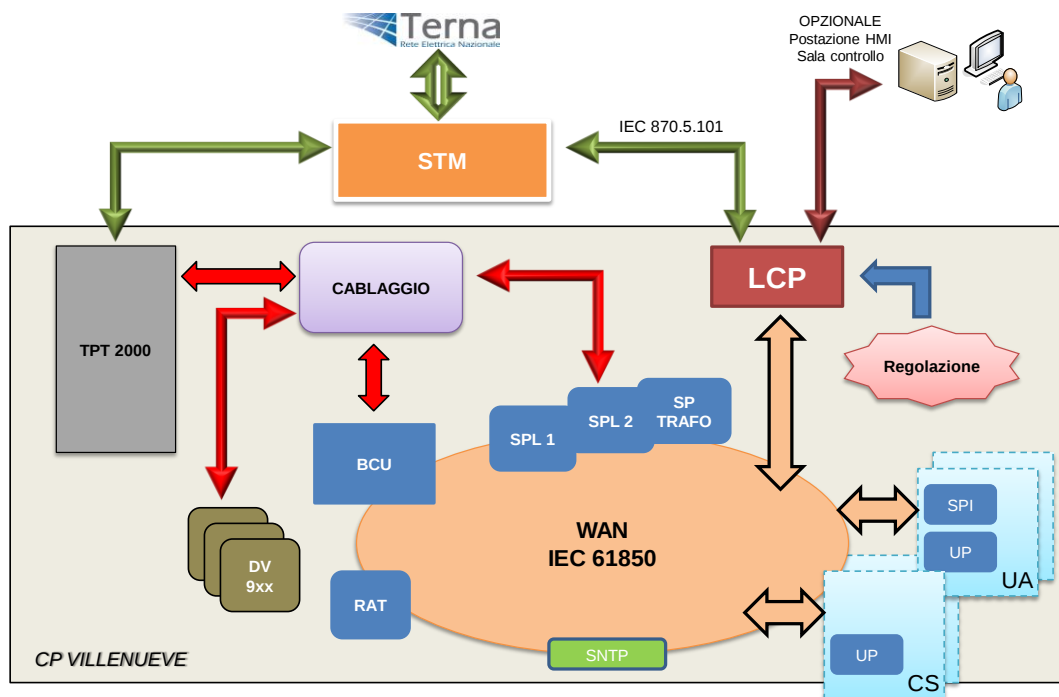


Figura 10. Architettura generale della soluzione *Smart Grid* per la CP Villeneuve.

Completano l’architettura le apparecchiature installate presso le Cabine Secondarie (CS) e gli Utenti Attivi (UA), anch’esse operanti in protocollo IEC 61850. In Figura 11 si dettaglia lo schema degli apparati e degli scambi di segnali previsti nelle CS, mentre in Figura 12 si riporta il medesimo schema riferito agli UA.

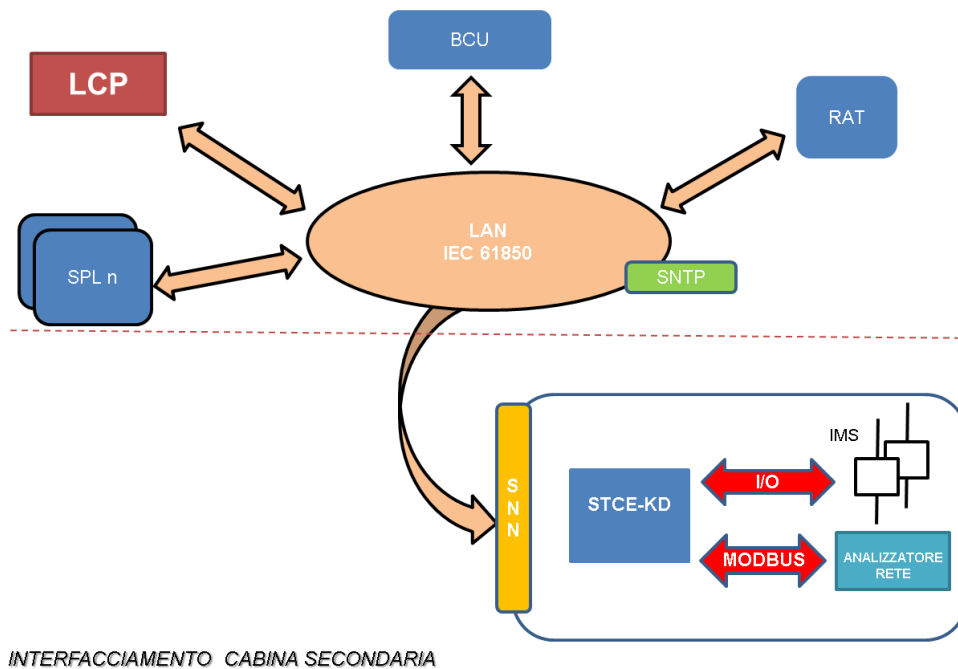


Figura 11. Dettaglio degli apparati e dello scambio di segnali presso le Cabine Secondarie che verranno monitorate, in tempo reale, dall'architettura *Smart Grid*.

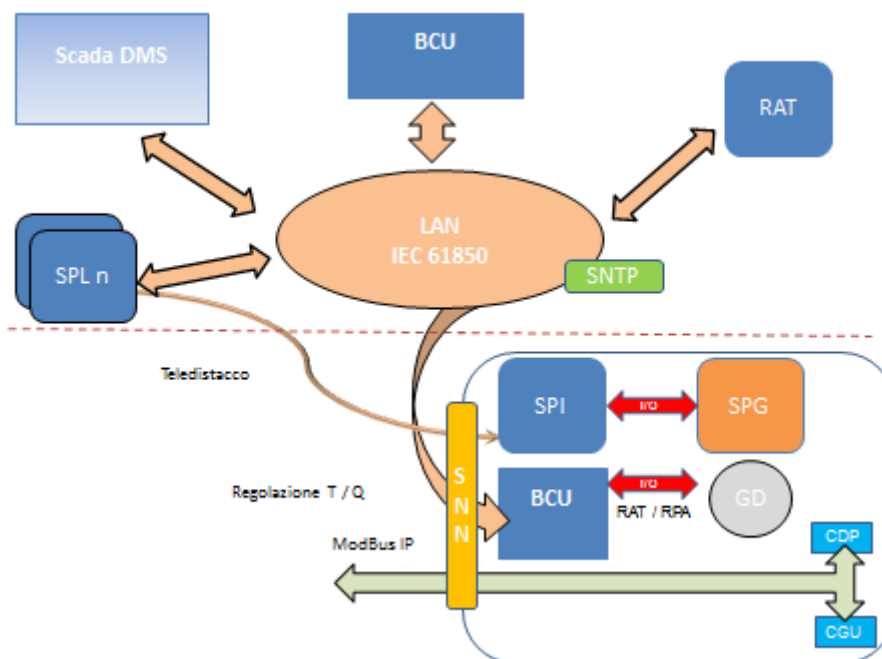


Figura 12. Dettaglio degli apparati e dello scambio di segnali presso gli Utenti attivi coinvolti nel Progetto.

5 SISTEMA DI COMUNICAZIONE

L'attuazione delle funzionalità previste dal Progetto richiede l'integrazione nella rete elettrica di un opportuno vettore di comunicazione. In questo contesto, la scelta del protocollo di comunicazione riveste un'importanza fondamentale ai fini dell'interconnessione dei diversi apparati, essendo questi nella titolarità di molteplici soggetti con competenze e finalità assai diverse tra loro. Per favorire la massima replicabilità delle soluzioni sperimentali sviluppate, nel progetto DEVAL si è scelto di comunicare tra le apparecchiature del Distributore e quelle di terzi con protocollo IEC 61850, protocollo già contemplato dalla normativa nazionale (CEI 0-16) e che sta trovando ampia diffusione in applicazioni elettriche a livello Europeo.

Per le caratteristiche peculiari del territorio in esame, si è deciso di impiegare una rete eterogenea costituita da router wireless collegati tra loro a mezzo di ponti radio, rete HSDPA (3G, pubblica) e fibra ottica, in modo tale da avere una copertura adeguata sull'intera area oggetto di studio. In particolare, la rete HSDPA è stata realizzata ex-novo, in cooperazione con un operatore di telecomunicazione opportunamente strutturato nel territorio coinvolto dal Progetto (Wind S.p.a., Figura 13); essa sarà esercita come rete pubblica (scelta motivata dalla volontà di fornire un servizio al territorio, ossia di operare sinergicamente con lo sviluppo, in senso generale, del territorio valdostano). Laddove le caratteristiche orografiche non consentono un efficace utilizzo della rete HSDPA, si sfruttano i sopracitati ponti radio e/o tratte in fibra ottica.

La rete HSDPA è stata realizzata installando nuove BTS (Base Transceiver Station) piuttosto che potenziando BTS esistenti: un elemento di criticità nel Progetto è correlato al fatto che i siti in cui si sono realizzate le BTS risultano all'interno del parco naturale del Gran Paradiso, con vincoli paesaggistici ed ambientali sia rispetto agli apparati, sia rispetto alle opere necessarie per la relativa alimentazione elettrica.

In termini tecnologici, l'architettura della rete di comunicazione implementata è di tipo IP/MPLS (Figura 14), basata su servizi di connettività IP nativa, anche detta VPN di livello 3, su backbone MPLS, che garantisce attraverso la tipologia di trasporto del flusso informativo in modalità *any to any* lo scambio di dati tra cabine secondarie, e tra cabina secondaria e CP di afferenza.

Le prestazioni nominali della rete prevedono una banda di accesso pari a 2 Mbps nella CP Villeneuve (tramite ponte radio, già originariamente disponibile), e pari a 576 kbps (upload) / 14.4 Mbps (download) nelle varie cabine secondarie.

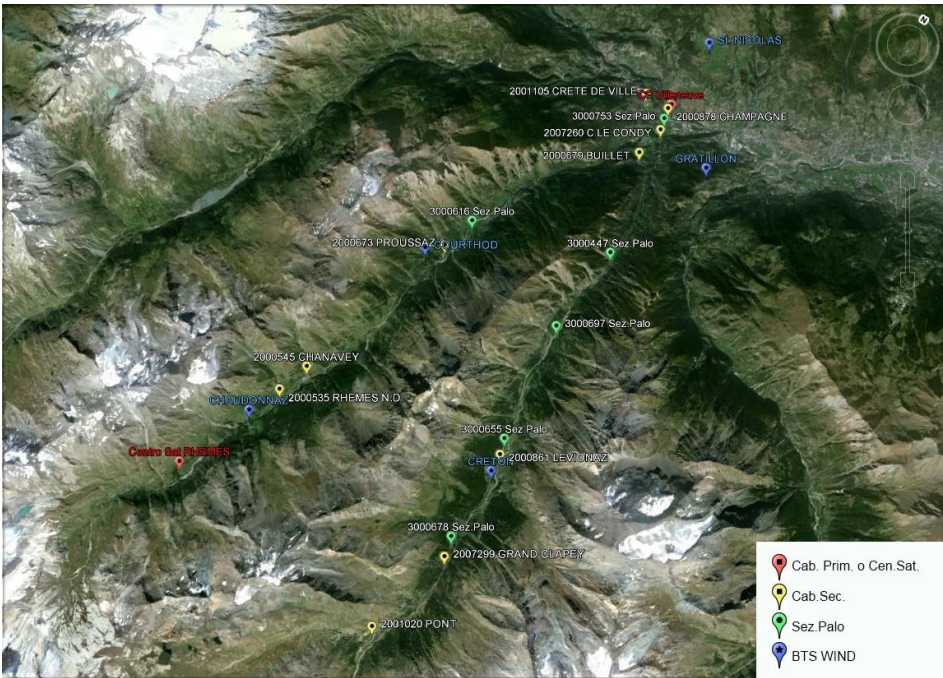


Figura 13. Dettaglio geografico della Val di Rhêmes e della Valsavarenche con indicazione della localizzazione dei vari nodi della rete elettrica e della rete di telecomunicazione.

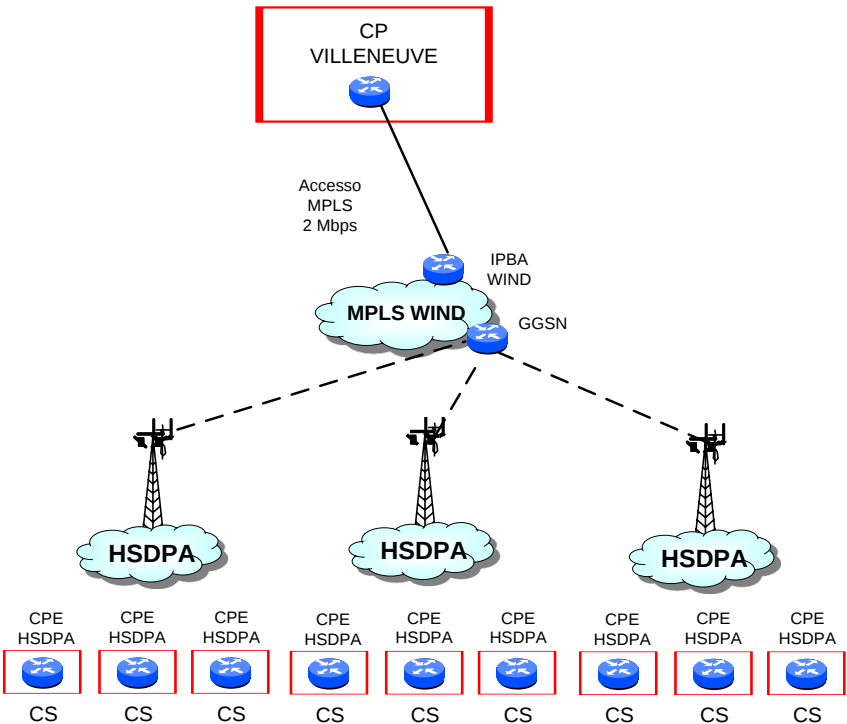


Figura 14. Architettura della rete di comunicazione.

6 CONCLUSIONI

I nuovi scenari *Smart Grid*, così come classificati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, vedono al centro la rete elettrica di distribuzione, in media e in bassa tensione, a cui si affianca una nuova rete di comunicazione in grado di garantire un efficiente flusso di dati real-time, un sistema di supervisione che gestisca le funzionalità innovative, ed infine sistemi di automazione, monitoraggio e regolazione.

Nell'ambito della Del. ARG/elt 39/10, DEVAL sta realizzando una soluzione pilota presso la CP Villeneuve, in particolare sulle linee MT che distribuiscono energia in Val di Rhêmes e in Valsavarenche. In tale territorio è stata sviluppata una nuova rete di telecomunicazioni, è stato aggiornato il sistema di supervisione e controllo presente al centro di controllo DEVAL, ma soprattutto si stanno installando una serie di apparati innovativi dedicati alle funzioni "smart".

L'articolo presenta le caratteristiche principali del progetto DEVAL e ne introduce gli obiettivi, anche in termini di soluzioni realizzative sviluppate. In sintesi, il Progetto mira ad incrementare la capacità di accoglimento di nuova Generazione Diffusa, l'affidabilità tecnica (in termini di disponibilità) della fornitura elettrica e la qualità del servizio fornito ai Clienti di DEVAL.

Oltre a tali caratteristiche, è da sottolineare come il Progetto si vada a sviluppare su una significativa porzione della rete di distribuzione DEVAL realmente in esercizio, costituendo quindi uno dei primi sforzi applicativi a reti elettriche "reali", con l'obiettivo di raccogliere indicazioni e misure "in campo" circa l'efficacia delle nuove funzioni "smart", con un occhio attento ai relativi costi implementativi.